24

VENTURE DEVELOPMENT PROJECT

REPORT OF THE SABLE ISLAND ENVIRONMENTAL ASSESSMENT PANEL

DECEMBER, 1983

Nova Scotia

Province of Nova Scotia

Canada

Venture Development Project

Report of the Sable Island Environmental Assessment Panel

Province of Nova Scotia

Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1983
Cat. No. En105-29/1983E
ISBN 0-662-12899-0

Sable Island
Environmental Assessment
Panel

The Honourable Charles Caccia
Minister of the Environment
Ottawa
Ontario

The Honourable George Moody
Minister of the Environment
Halifax
Nova Scotia

Dear Ministers:

In accordance with the terms of reference provided to the Environmental Assessment Panel a review of the proposed Venture development project has been completed. We are pleased to submit the Panel Report for your consideration and advise you of the means by which the project could proceed in an environmentally safe manner.

As requested, the impacts of the project on the environment and of the environment on the project have been examined, with appropriate reference to related social impacts. Recommendations are made to address both onshore and offshore impacts. Concerns related to the safety of the platforms, pipelines, landfall terminal and gas plant have been included as an integral part of the review.

Further recommendations and observations are included on matters related to the review process.

Respectfully yours,

P. Paradine

L. Peddle

Co-Chairmen
Sable Island Environmental Assessment Panel

Canada

Nova Scotia

Province of Nova Scotia

TABLE OF CONTENTS

EXECUTIVE SUMMARY 1

1.0 PROJECT AND REVIEW PERSPECTIVE 2

1.1 Project Description 2

1.1.1 Development Drilling 3

1.1.2 Offshore Production Facilities 3

1.1.2.1 Wellhead Platforms 5

1.1.2.2 Production Platforms 5

1.1.2.3 Accommodation Platforms 5

1.1.3 Subsea Pipeline 5

1.1.4 Landfall Terminal 5

1.1.5 Onshore Pipelines 5

1.1.6 Gas Plant 6

1.2 Environmental Review Process 6

1.2.1 Referral 6

1.2.2 Environmental Assessment Panel 7

1.2.3 The Review 7

1.3 Issues Related to the Process 9

1.3.1 The Environmental Impact Statement (EIS) 9

1.3.2 Scope of Review 9

1.3.3 Two Panel Review 9

2.0 THE OFFSHORE PLATFORMS 10

2.1 Gas and Gas Condensate Blowout 10

2.1.1 Background 10

2.1.2 Blowout Probability 10

2.1.3 Potential Impacts 10

2.2 Drilling Muds 10

2.3 Impacts of Environment on the Platforms 11

2.3.1 Sea Ice and Icebergs 11

2.3.2 Seismicity 12

2.3.3 Waves 12

2.4 Safety Issues 13

2.4.1 Employee Safety 13

2.4.2 Search and Rescue 13

3.0 THE SUBSEA PIPELINE 14

3.1 Integrity of Pipeline 14

3.1.1 Impacts from Fishing Gear 14

3.1.2 Wave/Current Forces and Seabed Topography 15

3.1.3 Iceberg Scour 15

3.1.4 Potential Pipeline Rupture Impacts 15

3.2 Pipeline Routing 16

3.3 Hydrostatic Testing Fluid 17

4.0 OFFSHORE FISHERIES 18
4.1 Disruption during Pipeline Laying 18
4.2 Pipeline Interference with Fishing Operations 18
4.3 Impacts of Hydrocarbons on Fisheries 19
4.3.1 Tainting of Catch 19
4.3.2 Juvenile Fish Species 19

5.0 NEARSHORE IMPACTS 20
5.1 Pipeline Construction 20
5.2 Impacts of Hydrocarbon Releases 20

6.0 SHIPPING CONFLICT 22

7.0 SEABED DEBRIS 23

8.0 COMPENSATION TO FISHERMEN 24

9.0 MARINE BIRDS 25
9.1 Noise and Other Disturbances 25
9.2 Oiling 25

10.0 SABLE ISLAND 26

11.0 THE ONSHORE PIPELINE 27
11.1 Safety 27
11.2 Resource Use Conflicts 27
11.2.1 Forestry 28
11.2.2 Wildlife 28
11.2.3 Water Resources 29
11.2.3.1 Stream Crossings 29
11.2.3.2 Siltation of Watercourses 29
11.2.3.3 Water Supplies 29
11.2.4 Summary 29
11.3 Acid Drainage 30
11.4 Material Management and Restoration 30
11.4.1 Spoil Disposal 30
11.4.2 Abandoned Gold Mining Operations 31
11.5 Hydrostatic Testing Fluid 31

12.0 LANDFALL TERMINAL AND GAS PLANT 32
12.1 Landfall Terminal 32
12.2 Gas Plant 33

13.0 MONITORING, FOLLOW-UP, AND FUTURE PLANNING 34
13.1 Monitoring 34
13.2 Follow-Up 34
13.3 Future Planning 36

14.0 SUMMARY OF MAJOR CONCLUSIONS 37

15.0 RECOMMENDATIONS 39

APPENDICES 43

(A) Terms of Reference for the Sable Island Environmental Assessment Panel 44
(B) Biography of Panel Members 46
(C) Participants in Public Review 47
(D) Bibliography 52
(E) Glossary of Symbols 54
(F) Definitions 55
(G) Acknowledgements 56

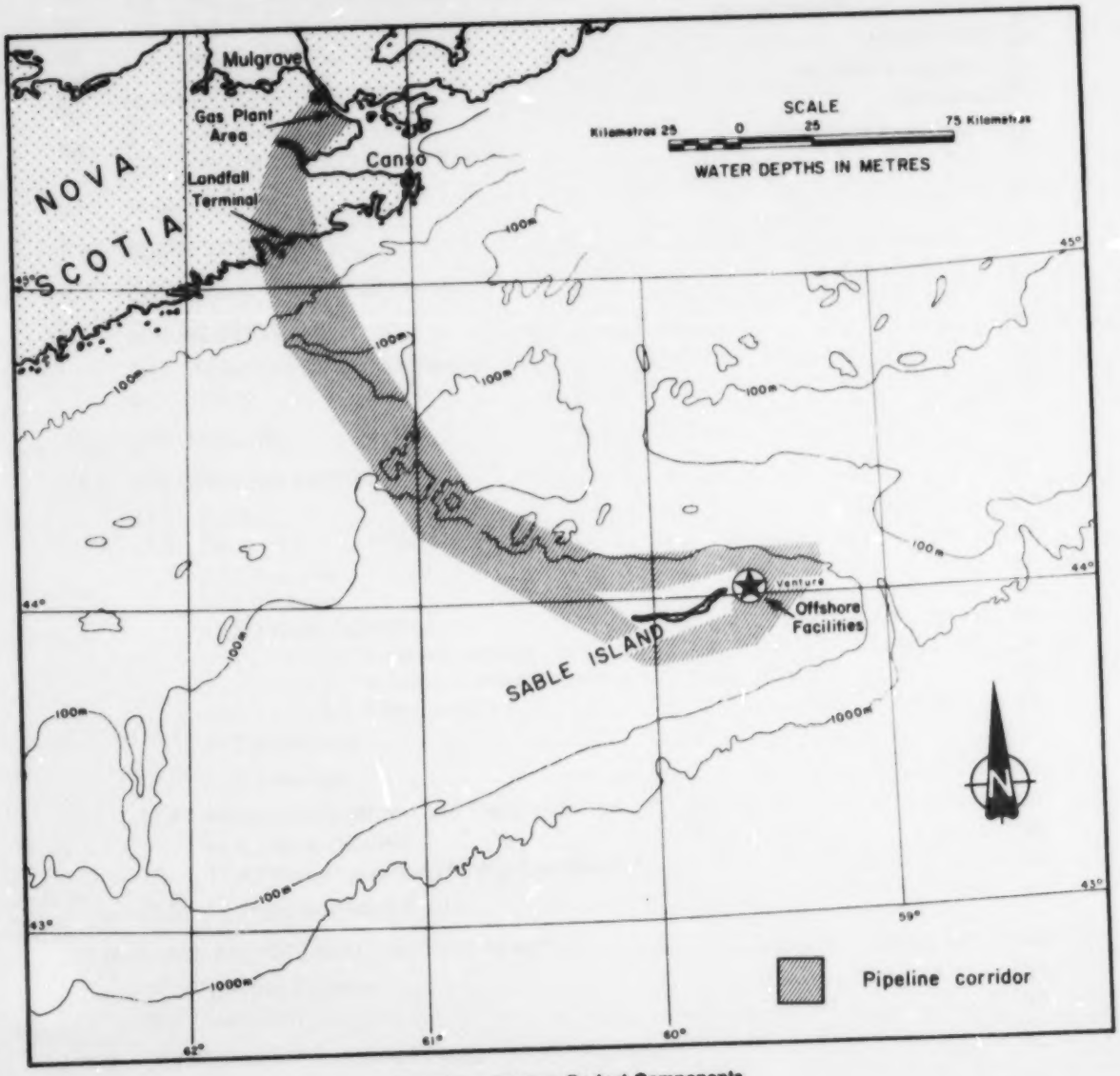


Figure 1 — Venture Project Components

EXECUTIVE SUMMARY

This Report conveys the findings of an Environmental Assessment Panel review of a proposal to produce natural gas and condensates from the Venture field, near Sable Island off the coast of Nova Scotia. The proponent of the project is Mobil Oil Canada Ltd.

The project includes offshore platforms and transportation of the gas and condensate to a gas plant through a subsea pipeline, a landfall terminal and an overland pipeline system. It is estimated that reserves are sufficient for 18 years of production at 11 million m^3/day.

In Spring 1983, after receiving the proponent's Environmental Impact Statement (EIS), the Panel held public information sessions at various locations in Nova Scotia. Many comments were subsequently received from the public and technical agencies on deficiencies in the EIS. The proponent was requested to respond and provide additional information. Following receipt of an EIS Supplement in late August, the Panel held final public meetings in Guysborough, Port Hawkesbury and Halifax.

This Report contains conclusions on major issues raised during the review and recommendations on the means by which the project may proceed in an environmentally safe manner.

The Panel concluded that there is a significant risk of a blowout during development and production of the Venture field. A major blowout could result in mortality of juvenile fish in the Sable Island area and tainting of commercial catch. Because of the possibility of disruption to the fisheries industry a recommendation has been made to ensure that compensation mechanisms are in place prior to development. Compensation is also recommended for losses resulting from construction.

To deal with fire hazards resulting from a blowout, the Panel recommends incorporation of fire prevention and control measures to the maximum extent feasible. The threat from waves is also a major concern and the Panel concluded that further study is required to ensure appropriate design. Other possible impacts of the environment on the project have led to recommendations concerning seismicity and ice. Conclusions on search and rescue co-ordination and facilities and the need for safety training are provided in the Report.

The conclusion that a failure of the offshore pipeline is probable is accompanied by a recommendation that it be buried wherever practicable. This would avoid potential conflicts with fishing gear. It was also concluded that significant environmental impacts could occur in the nearshore area, either during construction or in the event of a hydrocarbon release. Several recommendations are made to mitigate the potential nearshore impacts.

With regard to the onshore pipeline, it was concluded that an environmentally acceptable route could be found within the corridor proposed by Mobil but consultation with resource management authorities is recommended prior to finalisation of the route. Further study is recommended on mitigation of acid drainage problems from mineralized rock which the pipeline must cross. The onshore pipeline as well as the landfall terminal and gas plant, requires detailed safety review by regulatory authorities.

Other concerns addressed include drilling muds, hydrostatic testing fluids, shipping conflicts and effects on Sable Island and marine birds.

An overall condition to proceeding with the project is the development of comprehensive contingency plans and monitoring programs. Items that should be included in such plans and programs are listed throughout the Panel's Report.

The Panel strongly recommends special efforts to continue public consultation as more information becomes available from the proponent. Finally, a number of recommendations are made to address remaining concerns related to the review process.

1.0 PROJECT AND REVIEW PERSPECTIVE

1.1 Project Description

The Venture Development Project is a proposal to develop the Venture gas field off the coast of Nova Scotia and produce natural gas and condensate at a rate of approximately 11 million m^3 per day. It includes transportation of the gas and condensate to a gas plant through a subsea pipeline, a landfall terminal and an overland pipeline system. The project is proposed by Mobil Oil Canada Limited, the proponent, in association with Petro-Canada Resources Incorporated, Texaco Canada Resources Limited, Nova Scotia Resources Limited and East Coast Energy Limited.

The Venture field, approximately 38 km^2, is located on the Scotian Shelf approximately 210 km off the east coast of Nova Scotia and 16 km east of the northeast tip of Sable Island (figure 2).

Exploration work began near Sable Island in 1959 when Mobil conducted a seismic program. In 1967 Mobil drilled an exploratory well on Sable Island and discovered non-commercial quantities of gas and traces of oil. In May, 1979, Mobil completed the Venture discovery well, Venture D-23. Two appraisal wells B-13 and B-43, were completed by April, 1982. Gas and condensate were discovered in both. Natural gas reserves in the Venture field are estimated in the Environmental Impact Statement (EIS) at 72 billion m^3.

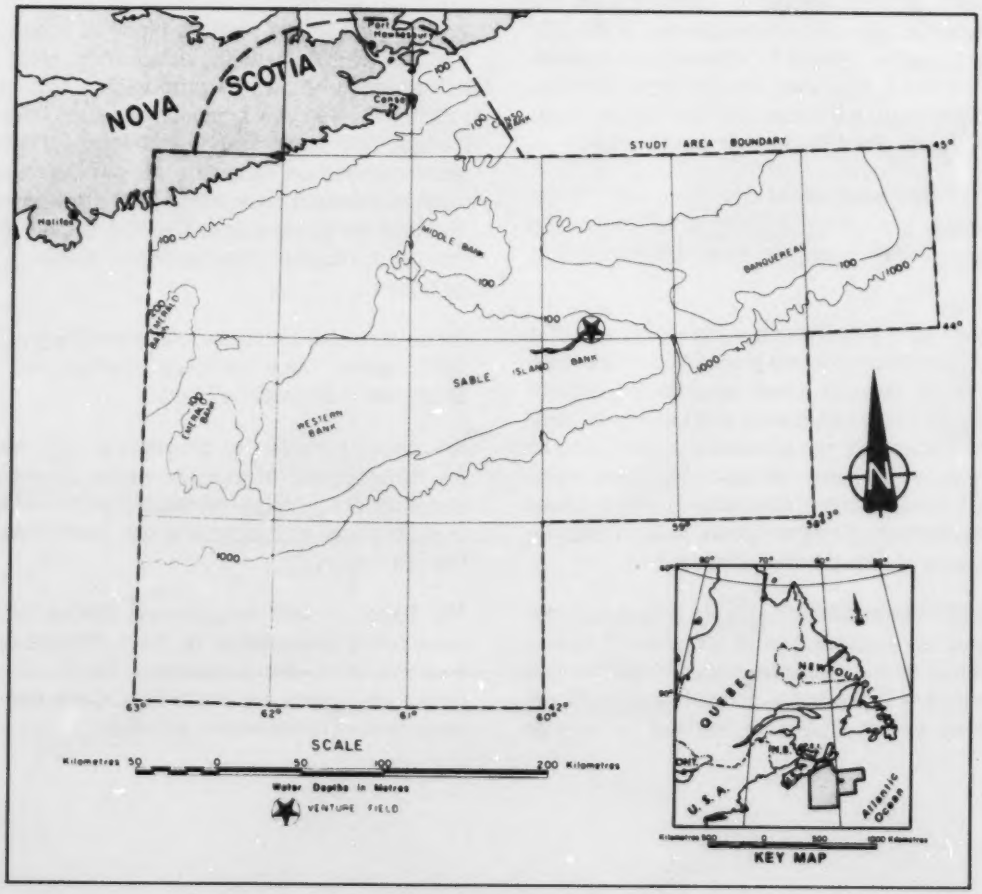


Figure 2 — General Location of Venture Field

1.1.1 Development Drilling

The proponent has scheduled approximately 2.5 years to drill the 16 to 20 wells required to bring the Venture field into production. Production drilling is tentatively slated to begin in 1984, using as many as four separate cantilever type jackup drilling units (figure 3) on a continuous year-round basis.

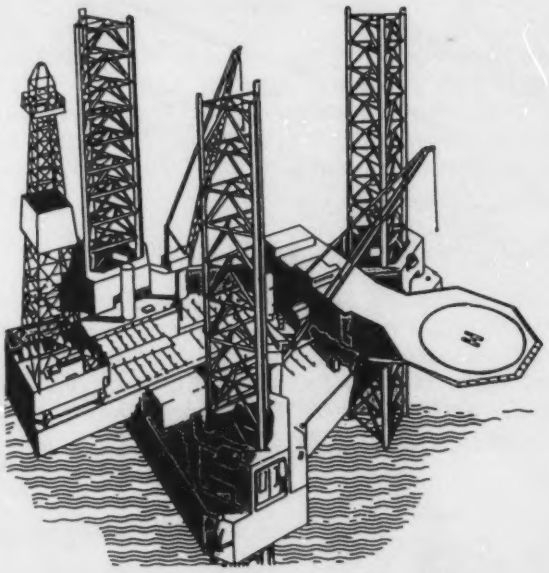


Figure 3 — Typical Cantilever Type Jackup Drilling Unit

The proponent will first locate and install the well templates on the ocean floor using piles to anchor the equipment to the seabed; the templates serving as conductor guides for the drilling operation. Following their installation, drilling units will be positioned and drilling will begin. Mobil proposes to drill two groups of five wells each on the east lobe of Venture and two groups of three wells each on the west lobe. If necessary, to compensate for wells that do not produce as expected, one additional well may be added to each of the four wellhead clusters.

Two supply boats will attend each jackup drilling unit and helicopters will transport personnel to and from the units.

1.1.2 Offshore Production Facilities

The proponent is proposing construction of two offshore complexes. Each complex will contain two wellhead platforms, a production platform, an emergency flare structure, and an accommodation platform (figure 4). A 1000 m exclusion zone will be established around each complex.

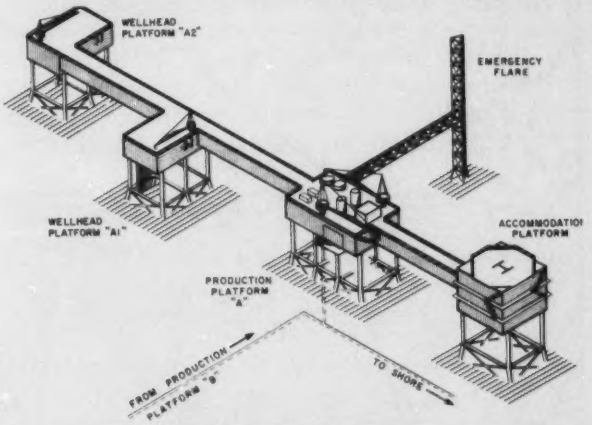


Figure 4 — Typical Offshore Production Complex

The three types of platforms considered for the Venture Project were steel jacket, gravity, and floating. Steel jacket platforms are preferred because they have a long history of successful operation, including service in the southern North Sea in an environment similar to that at the Venture site.

Also, they are relatively inexpensive and easy to construct. A steel jacket is a supporting structure for an offshore platform, and is held in place by concentric piles through the legs (figure 5).

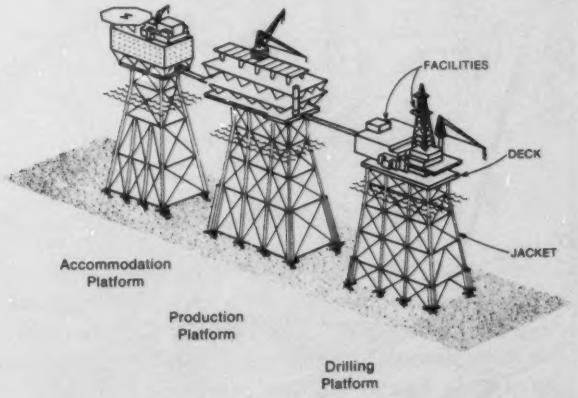


Figure 5 — Typical Lattice Type Structural Details of A Platform Jacket

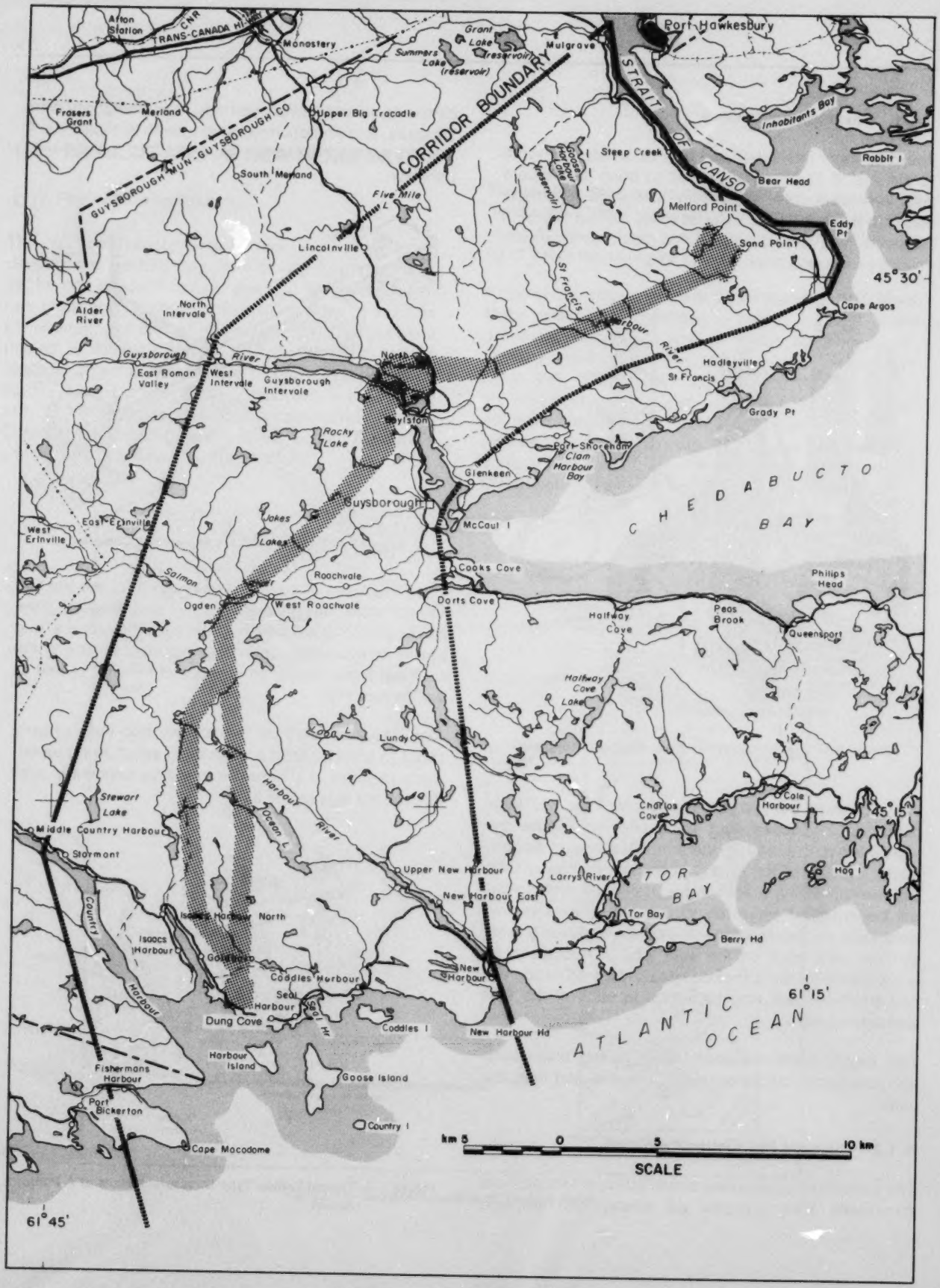


Figure 7 — Onshore Pipeline Corridor

1.1.2.1 Wellhead Platforms

Wellhead platforms will replace the jackup drilling units and will be used as conductor support structures for the wells. Each platform will have two decks, approximately 360 m^2 per deck, and will be supported on six legs. The wells will be connected to the production platform via flowlines across interconnecting bridges.

1.1.2.2 Production Platforms

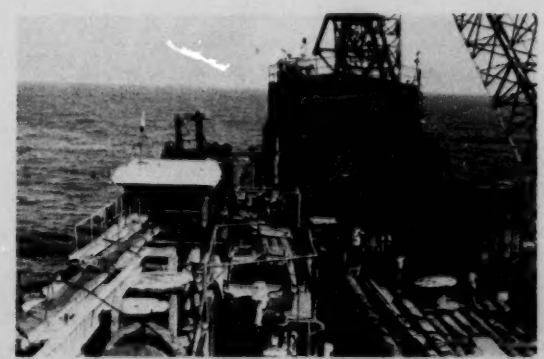
Production platforms will contain the equipment necessary for initial gas processing. They will be eight-legged structures with two decks each approximately 1100 m^2. The initial processing that will take place offshore includes removal of water and heavy particles such as sand.

1.1.2.3 Accommodation Platforms

The accommodation platform will be a four-legged structure with three decks of approximately 400 m^2 each. A helicopter deck will be located above the accommodation facilities. In addition to living quarters designed to accommodate 50 personnel during normal operation and an additional 25 as required, this platform will house storage areas.

1.1.3 Subsea Pipeline

The gas and condensate will be transported to shore in a single 914 mm two-phase flow pipeline. This will be rated at 14.9 MPa (2235 psi) with a nominal operating pressure less than 12.4 MPa (1860 psi) and will be capable of carrying a maximum of approximately 14 million m^3 per day gas and 4770 m^3 per day condensate. The pipe will be made of steel but to ensure negative buoyancy it will be coated with reinforced concrete.



The subsea pipeline corridor from the Venture field to the landfall terminal is approximately 210 km with a maximum water depth estimated at 125 m. The proponent proposes to trench the pipeline into the ocean floor at both ends and elsewhere, where necessary, for the purpose of stabilizing the line. However, according to Mobil's EIS, the majority of the line will be placed on the ocean floor. The pipeline will be equipped with appropriate leak detection, and emergency blowdown and shutdown equipment as required by the various government and industry codes, guidelines and regulations.

1.1.4 Landfall Terminal

The landfall terminal would be sited on approximately two ha of land in the vicinity of Dung Cove near Country Harbour in Guysborough County (figure 6).

The primary function of the landfall terminal or slug catcher facility is to separate gas from liquid. A certain volume of liquid will condense from the gas in the subsea pipeline and be carried along in the gas stream, generally as slugs. The slug catcher uses gravity to separate the gas and liquid into separate streams, and direct them to their respective onshore pipelines for transport to the gas plant.

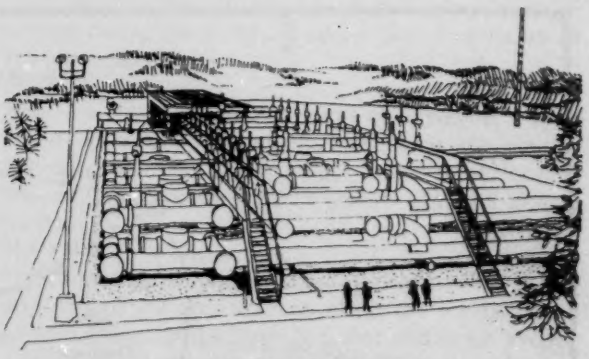


Figure 6 — Landfall Terminal

1.1.5 Onshore Pipelines

On leaving the terminal the gas and condensate will be transported approximately 65 km to the gas plant near the Strait of Canso (figure 7). The preferred transportation system is two single-phase flow pipelines each rated at 14.9 MPa (2235 psi) with a minimum delivery pressure of 7.3 MPa (1095 psi) at the gas plant. The gas pipeline will be 610 mm in diameter and the condensate pipeline 324 mm.

Where the soil thickness is adequate the two pipelines will be laid in separate trenches approximately four m apart. In areas where blasting is required to excavate the trenches a single ditch will be prepared and the pipelines laid a minimum of one m apart. Following pipeline installation and burial, debris will be removed to an approved disposal site and the right-of-way (ROW) stabilized and revegetated.

Pipeline sectionalizing valves will be installed in accordance with the provisions of the National Energy Board Pipeline Regulations.

1.1.6 Gas Plant

The proponent proposes to locate the gas plant on approximately 145 ha of land within the industrial park reserve in the Melford Point area of Guysborough County.

The plant will perform three functions: gas condensate separation, liquid stabilization, and condensate fractionation. The separation facility is required to remove a portion of the heavier hydrocarbons, thereby producing sales gas (methane and ethane) which will be sold to the main transmission system. The liquid stabilization facility will boil off selected light ends of the liquids and return them to the gas stream leaving a stabilized liquid product at a specified vapour pressure. Following stabilization the natural gas liquids (NGL) may either be sold as an NGL raw mix product or fractionated to produce separate liquid petroleum gases (LPG) such as propane, butane, and pentanes plus.

1.2 Environmental Review Process

1.2.1 Referral

The March 1982 Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resources Management included provisions for a public review process (clause 7) and an environmental assessment review process (clause 8) to meet the federal Environmental Assessment and Review Process (EARP) as well as the Nova Scotia environmental assessment requirements. These clauses set the stage for a two Panel review. Clause 7 was the basis for creation of a Socio-Economic Review Committee which later became the Socio-Economic Review Panel (SERP).

Although the Agreement stipulated two review processes, it was not until the September 21, 1982 letter of

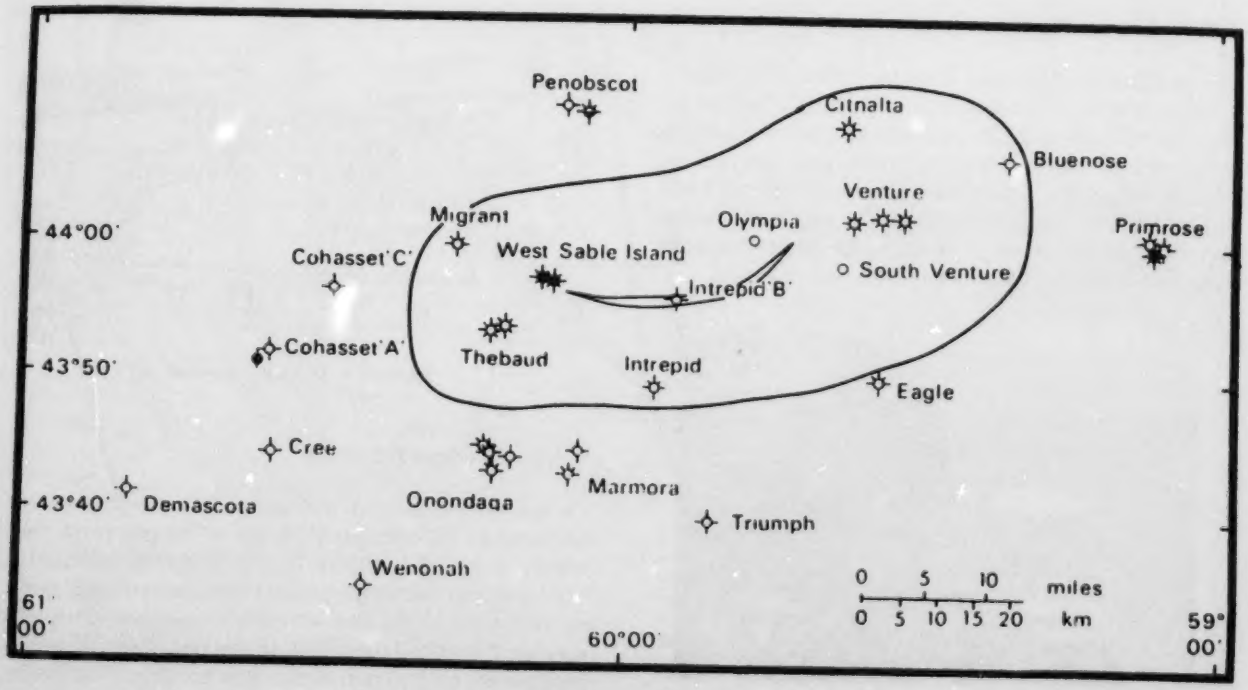


Figure 8 — Area of Significant Discoveries of Natural Gas

referral from the Honourable Jean Chrétien, Minister of Energy, Mines and Resources to the Honourable John Roberts, then Minister of the Environment that details started to be known. This letter reflects previous correspondance involving provincial Ministers. The project referred in September 1982 was the production of natural gas and condensates from the Sable Island area (figure 8).

The letter of referral suggested an Environmental Assessment Panel of four members, two from each jurisdiction, with one member from each as co-chairman. The objective and scope of the review were also mentioned in the letter of referral and later included in terms of reference issued to the Panel by the federal and provincial Ministers of the Environment (appendix A).

The letter also pointed out that there should be co-operation between the Environmental Assessment Panel and SERP particularly during public meetings. It further suggested the Environmental Assessment Panel consult with the Canada-Nova Scotia Fisheries Advisory Committee.

1.2.2 Environmental Assessment Panel

The Panel was appointed by the Ministers of the Environment on November 4, 1982. The members are Philip Paradine (co-chairman), Leo Peddle (co-chairman), Robert Burgess and Lewis Day. Biographies of the Panel members are contained in Appendix B.

1.2.3 The Review

The Panel's mandate was to determine the means by which the project may proceed in an environmentally safe manner. The scope of the review was to include matters relating to gas field development, gas and liquids transportation to shore and major ancillary facilities associated with the production of gas and condensates in the Sable Island area (figure 8). The Panel was directed by the Ministers to address all aspects relating to the impact of the environment on the project, the impact of the project on the environment and related social impacts. The letter of referral indicated a desire for the review to be completed in a 12 month period.

During the review it became evident that the Venture development was the only known commercial field in the area and the review could focus only on Venture. The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) confirmed that the only information that would be forthcoming during the proposed review period would be an EIS for Venture.

After the Panel received its terms of reference, it published operational procedures describing the general principles and the various stages of the public review. These procedures served as a general guide for participants in the review.

The Panel Secretariat contacted various interest groups and community organizations along the southern and eastern shores, in the Strait of Canso and in the Sydney and Halifax-Dartmouth areas to advise them of the review. Documentation submitted to or prepared by the Panel was placed in 18 information centres for viewing by the public and mailed to approximately 400 people.

The Panel prepared draft guidelines for the proponent to use in preparing an EIS. These were distributed to the public and review participants on November 16, 1982. Notices were placed in newspapers in Nova Scotia inviting written comments on the draft guidelines by December 31, 1982. Ten briefs suggesting changes were received. The Panel reviewed the comments and on January 21, 1983, issued its final guidelines to Mobil Oil.

Following the submission of the EIS on March 28, 1983, the Panel Secretariat distributed it to review participants, including government agencies, interest groups and individuals. The EIS and support documents were also placed in the information centres throughout Nova Scotia. Notices were placed in newspapers in Nova Scotia announcing the beginning of the review of the EIS, the details and dates of public information sessions and the due date for written comments on the adequacy of the EIS.

The Panel also retained the services of four independent advisers to review specific aspects of the EIS and supporting documents and to provide the Panel with an appraisal of the information presented in comparison with that requested in the guidelines. The technical experts were Dr. William Ford (oceanography); Dr. Ian McLaren, (ecology); Dr. Douglas Napier (safety and risk analysis) and Mr. William Bowes (pipeline engineering).

Between April 30, 1983 and May 5, 1983, the Panel held public information sessions in Sheet Harbour, Guysborough, Sydney, Port Hawkesbury, Halifax and Bridgewater. The purpose of these sessions was to provide review participants with an opportunity to ask questions about the project and to help them in preparing comments on the EIS. These sessions were held jointly with SERP. Approximately 500 people attended these sessions. Transcripts of the proceedings (598 pages) were placed in information centres and distributed to participants.

As a result of review of the EIS, the Panel received 28 submissions, seven from its technical experts, five from government agencies, 13 from public interest groups and three from individuals. A compendium of comments was made public at the end of June 1983.

The Panel reviewed the comments and on June 28, 1983, requested further information from the proponent on fisheries, onshore facilities and overland pipeline

alignment, employee and public safety, search and rescue, and the nature and extent of post-Panel review processes. It also directed Mobil to respond to all comments received. On August 19, 1983, Mobil submitted a Supplement to the EIS which was immediately distributed to all review participants. Details concerning the dates and locations of final public meetings were announced on August 30, 1983 together with topics to be discussed and meeting procedures.

Community meetings were held in Guysborough on September 25, and Port Hawkesbury on September 26 with four days of technical discussions in Halifax from October 11 to 14. The topics discussed in Halifax were environmental impact and safety of offshore facilities; environmental impact and safety of onshore facilities; impact of project on fisheries; surveillance, monitoring, follow-up and future planning. A general session was also held in Halifax. The purpose of the meetings was to provide a final opportunity to review participants to present their views and opinions on the proposal. Approximately 550 people attended the six days of meetings. Transcripts of the proceedings (788 pages) were placed in public information centres.

Forty presentations were made to the Panel during the meetings, (appendix C). Officials from Mobil, Environment Canada (DOE), Fisheries and Oceans (DFO) and Transport Canada (DOT) were present throughout the meetings. Officials from Energy, Mines and Resources (EMR) were also available during the discussions on offshore issues. Although representatives from COGLA had been invited to attend the meetings, the invitation was declined.

From the written material received and presentations made at the public meetings, as well as site visits, the Panel was able to acquire an understanding of the range of technical information and public opinion on this project. A bibliography is attached in appendix D.

1.3 Issues Related to the Process

1.3.1 The Environmental Impact Statement (EIS)

Most reviewers have expressed the view that the Venture Project could be developed in an environmentally safe manner. However, many participants considered the EIS understated the impact of the project on the environment and was inadequate for prediction of environmental impacts. Some suggested the review process was in danger of being brought into disrepute. These criticisms were made despite review of the EIS, coordinated by COGLA and the Nova Scotia Department of Environment (NSDOE), prior to its submission to the Panel.

The fact that the EIS did not follow the guidelines in all respects and the failure by the proponent to justify these deviations was of concern to participants. The guidelines required detailed information and an ecological approach. However, the EIS identified environmental impacts and mitigation measures only in general terms.

Mobil responded that the project was at an early planning stage and its approach would allow environmental factors to be taken into account before design was finalised. Concerns identified during the Panel review would be addressed as more detailed project information became available.

Following Mobil's response to the Panel's request for further information, the conceptual nature of the project was of less concern to technical review agencies. However, the need for post-Panel public consultation and technical review continued to be an issue. Some public intervenors wanted the Panel to continue its role after the proponent had provided project details. These matters are discussed in section 13.2.

The Panel concludes that the inadequacy of the EIS delayed completion of the review and caused considerable difficulties for participants. While subsequent information helped to correct this deficiency, the Panel believes that better mechanisms are necessary to ensure improved EIS quality in future reviews.

The Panel also considers that future projects should be referred early enough to allow for appropriate guidance to be given to proponents in the preparation of their studies.

1.3.2 Scope of Review

A concern was raised that the scope of review excluded transportation of gas and associated liquids to markets. It was DOE's position that an evaluation of alternative methods of transporting gas to market, should have received more attention in the EIS. While the Panel is sympathetic to this argument, the question of transportation to market is outside its mandate.

1.3.3 Two Panel Review

The Environmental Assessment Panel co-operated with SERP and established compatible procedures and public meeting schedules. Public information sessions were held jointly and both Panels were represented at the final meetings. Briefs filed with either Panel were exchanged to prevent duplication of effort by participants.

Although considerable effort was expended in coordinating the activities of the two Panels the public expressed concern with the separation of functions. The Panel wishes to draw this concern to the governments' attention.

2.0 THE OFFSHORE PLATFORMS

2.1 Gas and Gas Condensate Blowout

2.1.1 Background

In its EIS, Mobil states that the impacts of gas and gas condensate blowouts during the drilling, construction and operations phases would be minor to negligible. Mobil defined the worst-case blowout as a 200 day discharge with a high condensate-to-gas ratio, and a flow of condensate of approximately 1000 barrels per day. The resulting plume was modelled up to 80 km away beyond which point the worst case condensate concentration would drop below 10 ppb.

Mobil also provides worst-case hydrocarbon concentration data that it used for its impact predictions. These ranged from levels causing fish kills in the immediate area of the blowout down to concentrations causing larval mortality and tainting of fish and shellfish (10 ppb prolonged exposure).

2.1.2 Blowout Probability

Mobil considers a Venture blowout to be unlikely. Statistics presented in the EIS indicate that 97.5 per cent of all wells in operation in recent years were incident-free. However, since Mobil proposes to drill at least 16 wells the possibility of a blowout requires careful consideration.

At the request of the Panel and its technical experts, Mobil provided the following information in its EIS Supplement:

	Gulf Canada (1981)	Dahl et al (1983)
Exploration drilling	1 blowout/160 wells	1 blowout/125 wells
Development drilling	1 blowout/344 wells	1 blowout/500 wells
Production	1 blowout/3617 well-years	1 blowout/4000 well-years

At the final public meetings, Mobil was asked to calculate the probability of a Venture blowout. Using Dahl's figures, Mobil determined that for development drilling, and 18 years of production, there would be a 15 per cent chance of a blowout (1 in 6.6) and a 3.3 per cent chance of a blowout with a fire (1 in 30). The Panel's technical expert noted that the risk at Venture was not likely to exceed these figures. It was also noted that not all blowouts would be worst-case.

2.1.3 Potential Impacts

Mobil's EIS identifies the potential impacts of gas and gas condensate blowouts to be lethal or sublethal effects on zooplankton and members of the biofouling community, effects of thin slicks on marine birds, condensate slicks reaching Sable Island, and interruption of fisheries activity, tainting of catch and fouling of nets.

In all cases, Mobil rates the impacts to be minor, and the residual impacts after mitigative measures to be negligible. Mobil does not give any details of specific mitigative measures in its EIS, but states that they will be provided in its blowout contingency plan. It became apparent that, while the proponent intends to try to control the blowout at source or, if necessary, drill a relief well, cleaning of affected areas and fouled birds is the only measure Mobil considers feasible.

Mobil maintains that the most significant factors affecting the fate and behaviour of Venture condensate spills from blowouts are the low condensate concentration of the gas and its subsequent rapid dilution into the water column or atmosphere. While this would assist in reducing environmental impacts, Mobil acknowledges a fire hazard.

The Panel concludes that there is a significant possibility of a well blowout during development and production of the Venture field and that this could result in major fire hazards as well as environmental impacts. Contingency plans need to be established prior to development drilling to take these risks into account. Platform designs should incorporate fire prevention and control measures to the maximum extent feasible. Specific environmental impacts are discussed in more detail in later sections of this Report.

2.2 Drilling Muds

Venture drilling requires water-based drilling muds, although development wells will likely also use oil-based muds. Mobil's EIS rates the impacts of drilling muds dur-

ing development drilling and production to be minor or negligible, depending on the base.

Mobil carried out toxicity tests on the three types of drilling muds under consideration: water-based, low-toxicity oil-based and conventional oil-based. The studies indicated that for water-based and low-toxicity oil-based muds, plume concentrations from both operational discharges and bulk dumps would have negligible impacts. Studies on conventional oil-based drilling muds indicate that minor impacts could be registered by benthic organisms, biofouling organisms, and fish which remain in the immediate area for a prolonged period of time.

Mobil's EIS Supplement acknowledges the potential for biological impact from the disposal of conventional oil-based drilling mud, and identifies two possible mitigation measures: oily water clean-up or non-toxic oil-based drilling fluids. However, no specific commitments were made. Mobil merely stated at public meetings that the best available technology would be used in development drilling, subject to the approval of COGLA.

DFO remains concerned as to the potential adverse effects on benthic organisms and fish in the vicinity of the production platform, and on organisms occurring in the Sable Island area. Both DOE and the Panel's technical expert maintain that Mobil should be required to use non-toxic muds.

The Canadian Nature Federation (CNF) voiced strong concern regarding a scientific knowledge gap of the cumulative impacts of drilling fluid disposal, a gap identified by Mobil in its Supplement. The CNF recommended formation of a committee to plan and implement a detailed study of chronic releases in the Venture area so that scientific information may be accumulated for Venture and future projects. It also recommended that only low-toxicity or water-based drilling muds should be allowed for Venture development. If oil-based muds are required, Mobil should recycle as much as possible and dispose of such oil-based muds onshore at approved sites.

The Panel concludes that the disposal of oil-based drilling muds offshore could be deleterious to the environment, and that water-based or low-toxicity oil-based muds should be used whenever possible. If conventional oil-based drilling muds prove to be necessary, their disposal should be at suitable onshore sites. It also concludes that monitoring of drilling wastes, including mud, is required to determine what, if any, long-term effects will arise from development of the Venture field.

2.3 Impacts of Environment on the Platforms

2.3.1 Sea Ice and Icebergs

A discussion of the threat of ice to the production and transportation systems, and possible countermeasures, was requested in the guidelines. Mobil's EIS contains a description of historical sea ice and iceberg conditions.

Comments received after the information sessions included sea ice and iceberg impact concerns. EMR and DFO indicated that Mobil's study of potential sea ice impacts was adequate since sea ice found in the region of interest is both rare and in a well-advanced state of decay. It was pointed out that icebergs are also rare, but potential impacts should be addressed, due to recent sightings. It was noted that icebergs have not been considered under project design. These agencies recommended that the proponent address this problem from both an historical and a modelling point of view, discussing such aspects as iceberg size, potential damage to structures, preventive measures, design criteria, and scouring probability.

Mobil expands its discussion of potential iceberg impacts in the Supplement. After examining the situation from an historical point of view, Mobil concludes that all existing iceberg scours are relict and that the low probability of impacts does not warrant further examination.

EMR pursued its concerns of potential iceberg impacts on platforms at the final public meetings stating that, although the ice-related problems that had been focussed on to date related to the seabed, the problems associated with potential iceberg damage to platforms should be considered. Mobil indicated that although it has not been studying this particular question for the Scotian Shelf, it has been carrying out reconnaissance programs and studying iceberg towing techniques. Mobil stated that it plans to incorporate the information gathered into its contingency plans on icebergs.

A technical expert to the Panel raised the potential threat of pack ice on the offshore platforms. Mobil stated that after it incorporates current, wave, and wind considerations into its final design, it will determine whether or not the design is safe from simultaneous occurrences of pack ice events. If it is deemed necessary, Mobil will incorporate an appropriate criteria into its engineering design.

The Panel concludes that the proponent's evaluation of the threat of ice on the project is adequate, but contingency plans and platform design should take into account information that is to be gathered on icebergs and sea ice. An iceberg reconnaissance program will be required throughout the life of the project, even though the probability of an incident is slight.

2.3.2 Seismicity

The EIS states that the Venture field is located in a zone of low seismic activity. Mobil based this statement on the results of a 1982 study but, because geotechnical considerations are site-specific, the matter would be studied in detail at a later date.

At the public information sessions and in written comments to the Panel, the accuracy of Mobil's statement concerning the low seismicity of the Venture site was questioned. Less than 200 km from the Venture field there is an area of historic concentration of earthquake epicenters, including a 1929 earthquake of 7.2 on the Richter Scale.

Further information was requested by EMR on Mobil's assessment of earthquake risk in the offshore area. Mobil agreed that additional seismic information was required and stated that a Venture Development Earthquake Study had been initiated. The EIS Supplement indicates that the results of this study will be incorporated in the Venture Development Plan, to be filed with COGLA in January, 1984.

The hazard to offshore platforms posed by seismic ground motion was not an issue of significant concern at the final public meetings. EMR indicated that although the hazard has not yet been adequately assessed, Mobil's proposed studies should provide the information required to remedy the deficiency.

The Panel concludes that the results of the proponent's seismicity studies should be subjected to review by agencies with appropriate expertise in determining potential risks from earthquakes. Measures to protect the offshore production facilities from earthquakes should be incorporated as appropriate in the design.

2.3.3 Waves

A Panel expert noted the uncertainty involved in estimating extreme wave conditions in the shallow waters of the Venture site. Although Mobil addresses normal and extreme wave climate conditions, there is no physical model capable of describing the behaviour of waves at the Venture site, taking into account the interaction of effects arising from sheltering, shoaling, refractive focussing, bottom friction, breaking and currents.

In its EIS Supplement, Mobil responds to concerns regarding wave climate and outlines six studies to be conducted in support of engineering requirements for the project.

The significance of and necessity for further wave climate studies was emphasized at the final public meetings. DFO indicated that a satisfactory resolution of wave climate concerns should be a condition of project approval. DFO acknowledged Mobil's studies of the percentages of time that waves in excess of various critical heights would occur. However, verification of design wave conditions in the shallow water around Sable Island is required. DFO's concerns were shared by one of the Panel's technical experts who indicated that wave climate is probably the single most important environmental factor in the Venture development.

The Panel concludes that waves could pose a significant threat to the project platforms and that there is a requirement for further study before proceeding with design.

2.4 Safety Issues

2.4.1 Employee Safety

The EIS guidelines required Mobil to provide a description of planned employee safety measures in hazardous conditions. Mobil's EIS contingency plan section states that personnel will be trained in compliance with the Canada Oil and Gas Production Regulations. Onsite inspectors will audit and monitor all the contractor programs, and ensure that safety regulations are being followed. Mobil briefly outlines planned safety training related to the offshore facilities.

The Panel's technical expert contended that a more adequate disclosure of the measures for employee safety is required. Safety training courses should be detailed, contingency plans should be made publicly available, and fire prevention and control systems specified.

DOT complained that the details of training programs for personnel in safety and pollution countermeasures were not addressed in the EIS. It recommended that Mobil indicate the different types of training required during the various phases of the project.

After reviewing the information presented, the Panel determined that the issue of employee safety required further attention before public meetings could proceed. Mobil's EIS Supplement describes a safety program for all who could be affected by the project, including Mobil employees and contractor personnel.

At the final public meetings, the Panel's technical expert considered the information provided for employee safety training generally satisfactory. The expert acknowledges that Mobil has plans for loss prevention and control measures, but remains concerned as to implementation methods and plans for loss situation follow-up.

The Panel concludes that the need for a detailed safety training program to ensure employee safety on the platform and other areas of the project has been recognized by the proponent, but that specific plans, measures and methods have not yet been developed. There is a requirement for submission of a detailed training program for workers and monitoring of its implementation by regulatory authorities throughout the project.

2.4.2 Search and Rescue

Comments submitted to the Panel expressed concern regarding the omission from the EIS of search and rescue information. In response to a request from the Panel, Mobil addresses this issue in its EIS Supplement by describing the current search and rescue facilities in the project area, and industry/government co-operation.

Mobil also advised of industry plans to construct and operate an emergency base on Sable Island. The facility will consist of a helicopter landing pad, accommodation facilities and associated emergency equipment. One person will be required on site at all times for maintenance and operation.

At the final public meetings, DOT recommended that liaison be developed among the offshore industry and the appropriate federal government departments to ensure that each becomes more familiar with the others' concerns, limitations and procedures.

The Panel concludes that an emergency base on Sable Island for evacuation purposes could be considered by the regulatory authorities provided it can be installed in an environmentally acceptable manner. The base should be installed to provide increased search and rescue capabilities for the benefit of all offshore operators.

3.0 THE SUBSEA PIPELINE

3.1 Integrity of Pipeline

The EIS gives a very limited description of the design of the proposed subsea pipeline. It states that gas and condensate will be transported about 210 km to shore in one 914 mm diameter concrete-coated subsea pipeline trenched into the seafloor where necessary.

Initially, Mobil described the possibility of an offshore pipeline rupture as very remote. However, after several pipeline failure studies were examined at the request of the Panel, it became evident that at least one rupture will probably occur over the life of the project.

Studies in the Gulf of Mexico indicate a probability of one failure over the life of the project, based on a rate of 0.23 failures per 1,000 kilometre-years of pipeline. A Gulf Canada study of 347 pipeline accidents between 1955 and 1980 concluded that 0.56 pipeline accidents occurred per year per 100 wells in production. Based on 18 years and 16 wells, this yields a probability of 1.6 failures over the life of the Venture project.

Mobil determined the worst-case pipeline spill would release 10,000 barrels over a period of one day. Mobil determined that condensate would disperse quickly, and that any slicks would be quickly reduced in size by evaporation. It was concluded that if a rupture occurred close to land during onshore winds, shoreline contamination would be inevitable, and this was confirmed by the Panel's technical expert. In addition to pollution resulting from an accident, there is also a possibility of fire.

The Panel concludes that there is a probability of a failure of the pipeline proposed by the proponent over the life of the project. Contingency plans need to be developed prior to operation of the pipeline to take into account not only environmental effects but also dangers to vessels and the platforms.

3.1.1 Impacts from Fishing Gear

At the initial public information sessions, Mobil was asked to clarify its plans for pipeline trenching and/or burial. However, no criteria were outlined. The Panel's technical expert recommended untrenched portions of the pipeline not be in locations where the pipe could be in danger from impact by trawler gear or ships' anchors.

Although fishing vessel anchoring has been identified as an important potential cause of pipeline failure Mobil concluded that trenching will not usually provide protection because some anchors may penetrate to a depth of six m.

In its EIS Supplement, Mobil provides evidence from numerous studies in an attempt to indicate that trenching or burial is not necessary to ensure pipeline safety if hit by trawl gear.

EMR observed that over the lifetime of the pipeline there will be numerous impacts from fishing gear which could affect the integrity of the concrete coating. Mobil did not demonstrate the potential impacts of a trawl board on a pipeline free span (a section of pipeline that lies unsupported between undulations in the seabed), and both the Panel's technical expert and EMR considered that this situation was more likely to result in damage.

The Atlantic Fishing Vessel Association (AFVA) reiterated that studies show free spans to be a common occurrence. It recommended that Mobil sponsor independent research with fishing gear similar to that in use on the Scotian Shelf to assess the impacts on the pipeline.

DOT's major concern is that the design of trawl gear is not static, and gear may become heavier in time. It recommended that through liaison with fishing authorities, the proponent should be kept advised of new gear designs to avoid future problems.

Both AFVA and EMR indicated that burial of the pipeline should be considered in intensely fished areas. A technical expert to the Panel stated that Mobil cannot make a reasoned assessment of the reliability of the pipeline until more detailed information has been provided. The integrity of the pipeline and the impact of the pipeline on fishing operations are considered in more detail in Sections 3.1.2 and 4.2. However, in the event that any section of the pipeline remains unburied, a liability waiver will be necessary for damage to the pipeline during routine fishing activities.

3.1.2 Wave/Current Forces and Seabed Topography

Wave and current forces can become threats to the integrity of the subsea pipeline by scouring away supporting material. This causes a free span in the pipeline. Inadequate support can also occur when a straight pipe is placed on an undulating seabed.

At the initial public information sessions, a technical expert to the Panel expressed concern as to the impact of wave/current forces on pipe that lies unsupported between undulations in the seabed. He noted that current and wave action will provide a flow of water under as well as over the pipe, and even with a steady flow an oscillating vertical force can be exerted on the pipe. Such a force could cause the pipe to bend cyclically and increase the potential for fatigue.

In its EIS Supplement, Mobil again does not specifically detail the impacts of and potential for pipeline fatigue. However, it makes the commitment to carry out investigations along the corridor to identify areas where unstable slopes or high currents occur.

Mobil also addresses the concerns of the technical expert in the monitoring section of its EIS Supplement. It identifies a plan to monitor the integrity of the pipeline every 12 months, and specifies that this will include a visual survey for spans of unsupported pipeline.

The potential problems associated with unsupported pipeline was an issue of major concern at the final public meetings. EMR noted that Mobil's studies indicated these conditions occur on almost all pipelines and that this increases the chance of friction-relation failures at suspension points. EMR therefore recommended that, if the pipeline cannot be laid in a manner that eliminates such conditions, it should be stabilized in a trench or berm.

Because current Canadian codes and regulations give no guidance on the question of subsea pipelines, the Panel's expert examined the practice of other nations. After considering various codes, the pipe to be used, the forces likely to be acting on the pipeline, and the area involved, the expert concluded that non-burial should be the exception rather than the rule.

The Panel concludes that burying the offshore pipeline could significantly decrease the probability of pipeline failure.

3.1.3 Iceberg Scour

Mobil's coverage of potential threats to the integrity of the pipeline from icebergs is limited to noting that the corridor lies outside the normal limits of iceberg drift.

Both DOE and EMR commented on Mobil's lack of detail on the possibility of icebergs scouring the seabed. EMR suggested that Mobil should address the likelihood of iceberg incursion into the area and the potential effect on the pipeline. DOE stated that, since icebergs have occasionally been sighted in the project area, Mobil should attempt to indicate what size icebergs could be encountered, whether they could damage the subsea pipeline, and what measures could be taken to mitigate the threat in a heavy iceberg year.

Mobil did not include any additional information on potential iceberg impacts in its EIS Supplement. At the final public meetings EMR noted that data are insufficient to project the probability of iceberg impacts on a seabed pipeline. Mobil is studying the characteristics of icebergs on the Scotian Shelf, but does not plan to design the pipeline with any provision for iceberg protection.

The Panel concludes that although no method of pipeline protection from icebergs was detailed by the proponent, the likelihood of such an event is far less than the possibility of pipeline failure from a number of other causes.

3.1.4 Potential Pipeline Rupture Impacts

Mobil identifies moderate potential impacts of a pipeline rupture on the nearshore environment. It indicates in its EIS that it would respond to a spill by trying to prevent slicks from stranding on shorelines. Low energy areas characterized by salt marshes or eelgrass beds would be a priority for protection in its contingency plans. However, when asked by the Panel to elaborate on its plans, Mobil stated only that conventional booms and skimmers might be used. No mention is made of the expected effectiveness of mitigation measures, although Mobil predicts negligible residual impacts.

After analysing Mobil's worst-case scenario the Panel's technical expert questioned its adequacy in covering possible extreme consequences of a nearshore pipeline rupture. It was noted that for dispersal of a slick in static inshore waters, knowledge of spreading dynamics would be vital in determining the areas of risk.

Another technical expert to the Panel stressed the need for spill trajectory information. It was noted that trajectory estimates should be based upon the wind and currents acting on the spilled hydrocarbon at the time of the event.

Mobil initially stated that an offshore pipeline rupture would affect microbiota and marine birds. The potential impacts were rated as minor, and the residual impacts after mitigation as negligible. However, a technical expert to the Panel pointed out that condensate from a pipeline spill could reach Sable Island, since the corridor is within 1.5 km of the Island.

In its EIS Supplement, Mobil outlines an offshore condensate spill countermeasure strategy. It states that because condensate is a non-persistant product in the Sable Island environment, self-cleaning would be a preferred option on environmental grounds. It also states that if clean-up is deemed necessary, it will be carried out by a few people with beach cleaning equipment.

These impacts are discussed in more detail in subsequent sections of this Report.

3.2 Pipeline Routing

The EIS does not include a finalized route for the subsea pipeline but did indicate a corridor from the Sable Island area to Country Harbour. DOE generally objected to Mobil's route selection approach, stating that it would have been more appropriate to select two specific alternatives for comparison, rather than a general pipeline corridor. One intervenor considered that a routing to Sheet Harbour rather than Country Harbour would have been advantageous. EMR submitted that should Mobil select a new corridor, an environmental assessment of the new area should be undertaken.

Mobil's EIS Supplement did not mention specifics of pipeline routing, other than to identify factors to be considered such as seabed slope and stability, obstructions and presence of fishing grounds.

DFO initiated several discussions on the routing issue at the meetings. A general comment made was that post-Panel review processes should include a mechanism for consultation with DFO on selection of pipeline routes. More specifically DFO indicated its concern with sensitive nearshore organisms such as lobster and other shellfish. It stated that detailed information is needed on precisely where the pipeline is going to come ashore.

At the final public meetings, a representative of the Eastern Shore Development Commission presented a pipeline routing to a landfall terminal at Sheet Harbour, as opposed to Mobil's proposal for Country Harbour. The Commission believes that the Sheet Harbour route would only involve 12-16 more kilometres of subsea pipeline and would eliminate 65 km of onshore pipeline. The alternative assumes that the gas plant can be located in the immediate vicinity of the landfall. The Commission representative argued that the reduction of potential onshore impacts combined with an overall lower project cost makes a Sheet Harbour landfall more environmentally and economically beneficial.

Mobil stated that the Department of National Defence operates an artillery range which would prevent the pipeline going directly to the Sheet Harbour area. This would require 80 km of additional offshore pipeline and cause difficulties in locating a geotechnically suitable route.

The Panel notes that if government desires to consider the Sheet Harbour alternative, further detailed information and review of the proposal would be required.

Mobil was asked whether it had a preference for routing the pipeline north or south of Sable Island. Mobil responded that the routing will be governed by the need for pipeline stability and for this reason the northern route is now favoured. DFO mentioned that the area to the south of the Island possibly represents a more important nursery ground for juvenile fish.

A technical expert to the Panel stated that geotechnical factors and bottom currents are primary considerations affecting pipeline routing. However environmental damage could be less from a spill originating on the south side, due to the high energy nature of southern coastal waters.

The Panel concludes that detailed studies of the pipeline routing are essential to ensure that geotechnical and fisheries concerns are satisfied in the design alignment. The possibility of routing the pipeline further away from Sable Island but within the corridor should also be considered. Based on the information provided to date the Panel concurs that the selection of routing around Sable Island should be based on pipeline stability requirements as neither of the routing alternatives have clear-cut environmental advantages. The results of pipeline routing studies should be reviewed by appropriate scientific and regulatory authorities prior to route finalisation.

3.3 Hydrostatic Testing Fluid

Hydrostatic testing fluid is water containing corrosion inhibitors, biocides, and fluorescent marker dyes, and is used to test the pipeline for leaks once installation is complete. After Mobil completes testing it will release 134 000 m^3 of fluid under controlled conditions. Mobil predicts minor impacts on fish and benthos in the nearshore environment. Mitigation measures involve controlling the timing, location, rate of fluid discharge and dilution and dispersion.

Both DOE and DFO expressed concern regarding Mobil's assessment of potential hydrostatic testing fluid impacts. DOE considered it possible that Mobil has underestimated the biological impacts of the fluid release. DFO expressed concern at the lack of effluent treatment prior to discharge, and indicated a need for bioassays.

The EIS Supplement makes a commitment for a site selection study for disposal of hydrostatic testing fluid. Mobil plans to consider local characteristics, the possible immediate effects of disposal, and what the most sensitive periods might be. Based on the results of this evaluation Mobil plans to select an appropriate site and discharge rate. Mobil also states that hydrostatic testing pressures and procedures will follow appropriate standards and regulations.

A potential impact not addressed by Mobil is the uncontrolled flow of hydrostatic testing fluid if a pipeline ruptured during testing. A survey of pipelines in the North Sea indicated that the most serious incidents occurred during hydrostatic testing.

Prior to final public meetings DOE restated its concern that Mobil has underestimated the potential impact of the release of hydrostatic test fluid. DOE believes that improper release or injudicious use of certain biocides could have serious and long-lasting impacts, particularly if released into low-energy coastal environments.

The Panel concludes that further information is required to complete the assessment of planned or accidental release of hydrostatic testing fluid. Information should be reviewed and approved by appropriate resource management and regulatory agencies prior to testing of the pipeline.

4.0 OFFSHORE FISHERIES

4.1 Disruption during Pipeline Laying

Mobil identifies possible effects on offshore fishing activity in the immediate vicinity of lay barge operations. It rates the impacts to be negligible to minor and plans to mitigate by adjusting construction schedules and locations whenever practicable. The concern expressed in this section is also applicable to the nearshore fisheries.

AFVA and DOT asked Mobil whether there would be an exclusion zone around the lay barge that would interrupt fishing activities. Mobil indicated that because the barge is winched along the pipeline route, small sections of traditional fishing areas will be unavailable for short periods of time. Where trenching is required, the lay barge will remain in the area for a longer period of time.

Concerns were also raised regarding potential interference with the migration of herring and mackerel. AFVA requested an investigation of the likely degree of interference that pipeline construction would have on these migrations. Mobil does not address this concern in its Supplement. At the final public meetings AFVA restated its concern, and recommended consultation with interested parties.

The other concern with potential impacts of pipeline construction on offshore fisheries involves construction debris. This is addressed in section 7.0.

The Panel concludes that disruption of offshore fishing during pipeline laying is likely to be temporary and a consequence of the need for safety exclusion areas during construction rather than environmental impacts. There is a need for the proponent to consult with fisheries interests to establish a timing for the construction of the offshore pipeline that will minimize disruption.

4.2 Pipeline Interference with Fishing Operations

The major concern with potential pipeline operation impacts on the offshore fisheries is the hazard to bottom trawl fishing. A particular concern of DFO is that the pipeline is projected to go through lucrative domestic fishing areas. AFVA noted that it disagrees with Mobil's conclusion that the offshore pipeline does not cross important fishing areas. It pointed out that Middle Bank and the Gully are intensively fished and would be areas of potential conflict. DFO indicated that a pipeline barrier would potentially preclude east-west trawling along a 15 km wide corridor between Sable Island and the mainland. It requested an assurance that the subsea pipeline would not render large areas of fishing grounds untrawlable during any phase, including abandonment. In its EIS Supplement, Mobil indicates that it is possible to design large diameter pipes such that trawl gear will pass over without snagging or hooking.

DFO then indicated that, although it could not verify all of Mobil's new information, it is willing to waive the effect of the offshore pipeline on trawling as a major concern, with the condition that Mobil provides a comprehensive compensation scheme should problems arise. However, the scheme presented by Mobil at the final public meetings excludes compensation in cases where there is known to be an obstruction on the seafloor.

At the final public meetings, Mobil presented a film segment showing a 1200 kg trawl board impacting a 400 mm diameter pipeline that rested on the seabed. The trawl board passed over the pipeline undamaged. However, the potential problem of a trawl board crossing a free span segment of pipeline has not been resolved.

In response to a concern expressed by Fisheries Resource Development Limited, Mobil stated that scallop drags would also bounce over the pipeline. It should be noted that these predictions were not based on tests, but Mobil stated at the meetings that it will carry out field tests in the near future to verify this prediction.

The Panel concludes that the information provided was insufficient to provide assurance that there would not be problems for fishing gear or disruption to the fishery as a result of an unburied pipeline. It is apparent to the Panel that unless the proponent is able to demonstrate that conflicts with fishing gear will not occur, burial of the pipeline would be preferable in intensively fished areas. In the event that any section of the pipeline remains unburied, a compensation plan will be necessary to ensure that damage to fishing gear and other related costs would be covered.

4.3 Impacts of Hydrocarbons on Fisheries

A study presented by Mobil of potential effects upon the Nova Scotia fishing industry from offshore petroleum development indicates that after looking at three past blowouts (Ekofisk, IXTOC 1, and Santa Barbara), it has been proven difficult to show a direct impact on the fishery. However the study warns that negative impacts to the fishery still result. In the case of IXTOC, the Mexican government forbade fishing in the area. Another potential problem is fish buyer suspicion of all fish from the region of a blowout, whether they are tainted or not. The study warns that if this becomes a serious problem, fishery managers may be forced to close parts of the fishery to avoid suspicion. Concern was expressed at the final public meetings that this could occur to the Nova Scotia fisheries after a Venture blowout.

4.3.1 Tainting of Catch

Mobil predicts that after a worst-case blowout hydrocarbons would remain in the upper layer of water. In its opinion, tainting of benthic organisms therefore is unlikely and pelagic fish of commercial size probably would not stay in the plume long enough to become tainted. However, it states that vessels fishing in an affected region could have their gear fouled and thus their catch tainted.

DFO stated that it does not have experience in dealing with tainting of catch from gas or gas condensate. However, from its experience with light oil and crude oil spills, it concludes that fish swimming at large do not run a high risk of becoming tainted, while fish that become entrapped in oil-fouled nets have often failed to meet fisheries inspection criteria.

A potential problem brought to light during discussions at the final public meetings is the uncertainty of standards for determining the point at which tainting is apparent. At present, taste panels are used to determine whether tainted fish are fit for marketing or processing.

The Panel concludes that immediate disruption to fisheries in the event of a pipeline failure was more likely to arise from tainting than fish kills. The information provided does not allow a definite determination of the areas that could be affected. Tainting could occur anywhere along the pipeline route to shore. There is a need for a better determination of the area in which fish tainting is likely in order that the zone of interruption to fisheries activities be known in the event of a platform blowout or pipeline failure. Further studies are required on the concentrations of condensate and the time involved in the tainting of seafish and shellfish. There will also be a need to provide compensation if such events occur.

4.3.2 Juvenile Fish Species

Numerous concerns were raised at the public information sessions, regarding the potential impacts of a platform blowout or pipeline rupture on concentrations of eggs and larvae of cod, haddock and silver hake around Sable Island and in the pipeline zone. After further study at the request of the Panel, Mobil determined the shallow waters around Sable Island to be an important nursery ground for juvenile fish species, particularly haddock, and also identified numerous factors that suggest potential vulnerability.

At the final public meetings, DFO stated that the potential adverse effects of a blowout on the survival of fish eggs and larvae is one of its major concerns. It agrees with Mobil's comment that because of natural year-to-year variability the effect on subsequent fish catches could probably not be detected. However, it maintains that a blowout could cause heavy mortality in a sensitive part of the ecosystem. AFVA expressed similar concerns.

The Panel concludes that the most significant environmental impact of a major blowout would be on juvenile fish but that adult stock losses would not be detectable, given natural population fluctuation.

5.0 NEARSHORE IMPACTS

5.1 Pipeline Construction

During construction of the subsea pipeline, the nearshore fisheries will be affected by seabed alteration and suspended sediments. Mobil indicated that the fish plant, local wharves, salmon traps, lobster and scallop fishing, herring spawning, and shellfish aquaculture are all vulnerable.

Mobil rates the nearshore impact of seabed alteration during pipeline construction as moderate to nil. The major area of concern involves proposed trenching activities. DOE stressed that pipelaying scheduling would be critical to avoid serious damage, and recommended that Mobil consult DFO and DOE to determine suitable periods for dredging and pipelaying.

Government agencies reviewing the EIS have pointed out that trenching deepens water channels, increases flow, and causes marsh erosion. Because marshes are of considerable ecological value and sensitivity, reviewers recommended that extreme caution should be taken in the approach to and traversing of any marsh or estuarine system.

A technical expert to the Panel submitted, prior to final public meetings, that previous concerns for pipeline construction impacts on salt marshes and eelgrass beds are not pertinent in the Country Harbour location now proposed by Mobil. He stated that salt marshes will definitely not be traversed, and eelgrass areas will probably not be traversed.

Mobil rates the nearshore impact of suspended sediments generated by pipeline construction to be from moderate to negligible. Impacts will occur when the operation of trenching equipment makes a slurry of bottom sediments. Mobil states that because sediment settling time is short and the pipelaying rate will be 1.6 km per day, any disturbances will be short-term and local. However, the potential effects of suspended sediments include temporary smothering of fish food, filter feeders and herring spawn and local interference with habitat use or migration routes.

Mobil's mitigative measures include a combination of route selection and construction scheduling should an estuary be crossed. Aquaculture sites would be restored.

In the EIS Supplement, Mobil committed itself to undertaking an assessment of the environmental aspects of the Country Harbour landfall area as part of the final route selection process. Geotechnical investigations have been carried out, but future studies will provide the site-specific data needed to minimize impacts in nearshore areas.

At the final public meetings, DFO stated that it remains concerned with the possible adverse effects of pipeline construction on shallow, sub-tidal environments that are important to lobster and other shellfish. It recommended that a monitoring program be designed to address this concern.

The Panel concludes that seabed alteration and suspended sediment from pipeline construction will cause short-term disruption of fishing activities in the Country Harbour area. Compensation together with monitoring of effects and development of an acceptable construction schedule would be required. The Panel also concludes that site-specific information is required to select a final route in the Country Harbour area to minimize impacts on the shoreline, related installations and fisheries activities. Compensatory measures including site restoration should be implemented as necessary.

5.2 Impacts of Hydrocarbon Releases

In its EIS, Mobil rates the potential nearshore impact from a pipeline rupture as moderate to negligible. Based on a worst-case condition Mobil predicts that concentrations potentially lethal to fish larvae and other plankton could occur within the plume boil for the one-day release period, and that there would be moderate impacts on the benthos, fish, and fisheries in the nearshore environment.

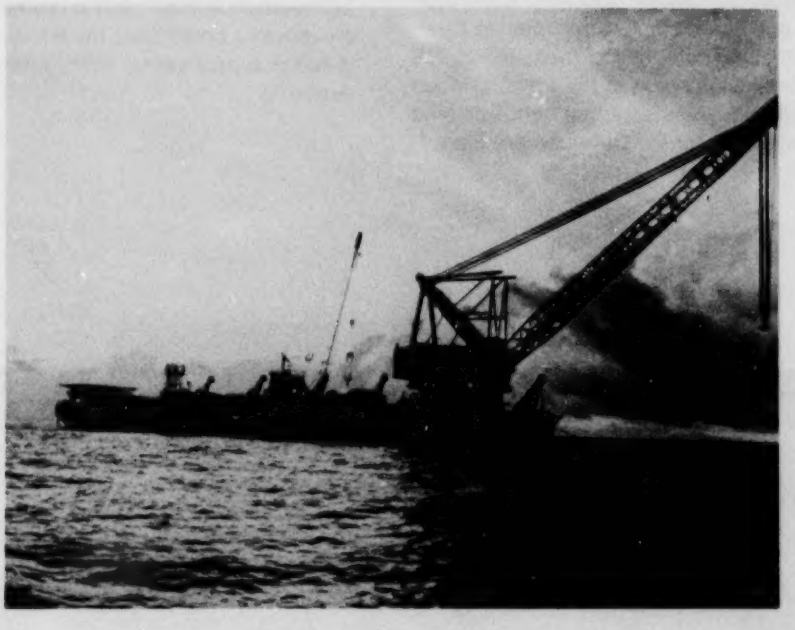
Mobil's plans for mitigative measures in the event of a rupture are to attempt to prevent slicks from stranding on shorelines, especially in low-energy areas characterized by salt marshes or eelgrass beds. Care will also be taken to protect aquaculture sites, fixed gear associated with inshore fisheries, and the facilities that serve these operations. Mobil predicts minor residual impacts.

Several written comments submitted to the Panel after the public information sessions addressed the pipeline

rupture hazard. A technical expert to the Panel considers the possibility of shoreline contamination to be real, especially after finding tar patches from an older spill near Seal Harbour. The expert also believes that inshore fisheries and aquaculture could be even more affected than the EIS predicts, if the worst occurs. In particular, mussels absorb a range of hydrocarbons, thus even a minor spill could have serious consequences for mussel farmers.

In its EIS Supplement, Mobil makes a commitment to map sensitive shorelines, access points, and disposal sites, in order to formulate clean-up priorities and plans.

The Panel concludes that there could be significant environmental impacts in the event of a pipeline rupture in the nearshore area. A nearshore spill contingency plan is required to protect sensitive areas.



6.0 SHIPPING CONFLICT

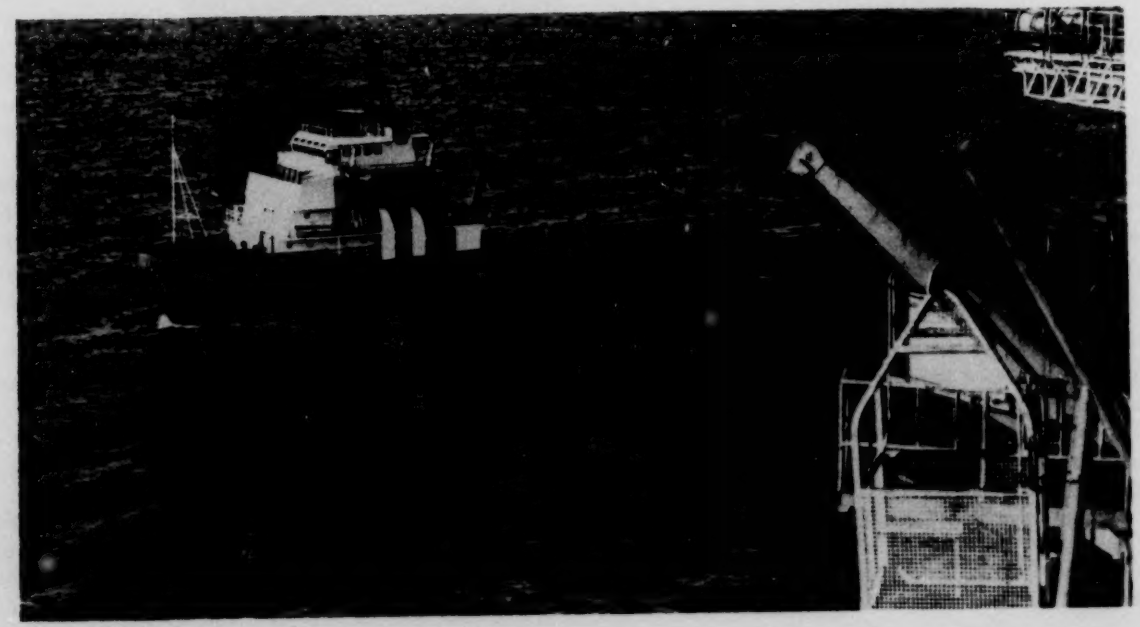
Mobil indicated that, in addition to the analysis of present marine traffic contained in the EIS, a survey had been recently completed that studied the interaction between the oil and gas industry and the fishing industry in Nova Scotia. The survey attempted to identify the concerns of the participants, as well as their suggestions on minimizing the potential conflict between fisheries and the offshore industry. Mobil indicated that the survey results will be discussed with local fishermen, in an attempt to find ways to alleviate potential problems identified.

The lack of appropriate information in the EIS on projected marine vessel traffic was identified as a problem. Information still required includes details of ship size, velocity, frequency and cargo along with expected casualty risks and the factors determining them. In its EIS Supplement, Mobil indicates some of the transportation options being considered, and states that better-defined information will be available for the Development Plan.

The Oil and Gas Committee of Voluntary Economic Planning (Fisheries Sector) stated at the final public meetings that it anticipates substantial traffic associated with offshore developments, and it believes Mobil has not adequately examined the potential problems.

At the final public meetings, DOT indicated that it does not plan to establish shipping lanes for supply boats. However, it does plan to issue notices to mariners that there is activity in a particular area.

In the absence of detailed information the Panel is unable to determine the extent to which conflicts will arise. The Panel concludes that potential conflicts between increased marine traffic and offshore fishing movements could best be resolved by the provision of detailed supply vessel traffic information as it becomes available.



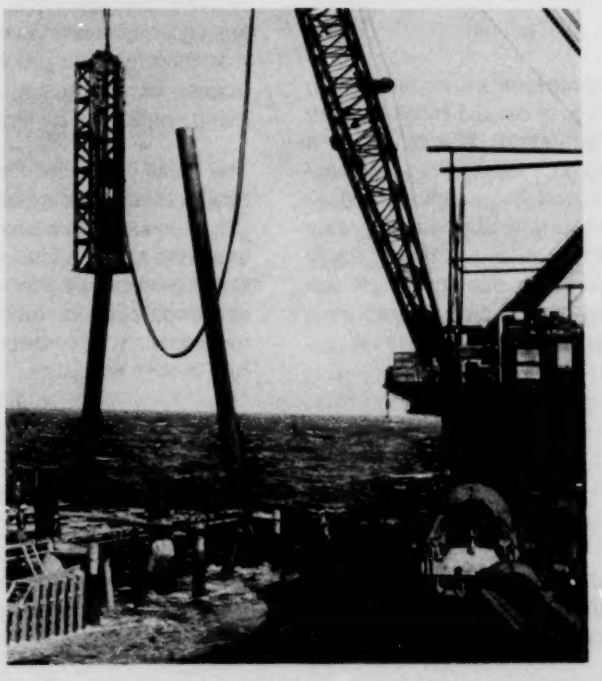
7.0 SEABED DEBRIS

Throughout the review process, an issue of major concern has been the potential damage to fishing equipment caused by seabed debris. Studies indicate that there have been many instances of damage to fishing equipment caused by oil and gas industry debris in the North Sea, and that the worst problems occur along the pipeline routes during pipelaying operations.

An East Coast Petroleum Operators Association (EPOA) study shows that North Sea fishermen have suffered damage to both their gear and vessels when their nets became entangled with accumulated garbage. A secondary impact is reduced access to affected grounds because fishermen avoid debris-ridden zones.

Mobil acknowledges that the interaction between debris and fishing nets was an important impact in North Sea oil and gas development and intends to exercise strict controls over its contractors and to provide compensation if damage occurs.

The Panel concludes that debris from construction activities represents a potentially serious conflict between the oil and fisheries industries but problems can be minimized with good management policies together with compensation for any residual problems. Adequate arrangements should be established between the proponent and its contractors to ensure that debris resulting from offshore platform and pipeline construction is not deposited on the seabed.



8.0 COMPENSATION TO FISHERMEN

Although the guidelines required the proponent to discuss compensation measures for fishermen, the EIS merely states that Mobil is conducting an analysis of world-wide fisheries compensation practices. Numerous written comments submitted to the Panel after the public information sessions addressed the issue. DFO indicated that fishermen are legally entitled to compensation, and believed that a mechanism for restitution should have at least been discussed in the EIS.

AFVA viewed compensation as one of the most critical areas not adequately addressed in the EIS. It recognized that the fishing industry has been working separately with EPOA on the development of a mutually satisfactory compensation scheme. However, it recommended that the Panel monitor the development of compensation programs to ensure that they cover the results of oil spills, debris and loss of access. The view was expressed that a compensation scheme should be in place before development permits are issued.

In its EIS Supplement, Mobil responded to the Panel's request by detailing its past, present and future activities related to the development of a fishermen's compensation plan. Mobil indicated that it was considering a draft compensation policy.

This policy would allow for compensation for damage to or loss of fishing vessels and gear caused by oil industry activities and include consideration of lost catch. It would also provide guidelines for the basis of settlement for claims for loss, damage and lost catch due to oil companies exploration and production on the east coast. A compensation claims settlement board would be established to assess claims for damage which can be attributed to the oil industry. The board could have representation from the fishing and the oil industries.

AFVA stated that the information provided in the Supplement was inadequate, and that the Panel should not permit the proponent to proceed with development without an acceptable fisheries compensation program. DFO did not make specific comments on Mobil's plans, but stated that the scheme must be acceptable to all segments of the fishing industry that may be directly impacted.

At the final public meetings, Mobil presented a draft fishermen's compensation policy prepared by the Fisheries Advisory Committee of EPOA. The policy is for damage from debris and supply and seismic vessels, when the party responsible cannot be identified.

AFVA was concerned that the wording of the agreement implied that oil pollution compensation was not included and that the processing industry was also excluded. Mobil maintained that compensation for attributable pollution is covered by legislation but that if the procedures outlined in the draft policy were acceptable they would be used in settling pollution and debris claims. However, the oil companies did not believe that they could assume responsibility for unattributable pollution. AFVA considered the existing legislation for unattributable pollution to be ineffective. DFO advised however that this legislation is being revised. AFVA was also concerned that there was no provision for loss of access. Loss of access or processing industry compensation is not being considered by Mobil.

The Panel concludes that a compensation plan satisfactory to fisheries interests has not yet been developed by the oil industry. A plan mutually satisfactory to the fisheries and oil industries should be established, but if this is not possible by the time development proceeds, the appropriate government agencies should establish a mechanism to provide suitable compensation.

9.0 MARINE BIRDS

9.1 Noise and Other Disturbances

The most significant potential impact on birds will be on the common tern and roseate tern of the Sable Island area. Both species are on international endangered species lists and only four nesting pairs of roseate terns were recorded on Sable Island in 1982. It has been shown that terns are very sensitive to aircraft noise and human disturbance. Nesting terns become very agitated by human intrusion and abandon eggs and chicks to gull predation. Mobil plans to require helicopters to maintain a minimum altitude of 650 m over Sable Island. However, it still remains uncertain as to whether deleterious effects will result. CNF expressed particular concern about impacts on terns.

Mobil identifies minor impacts on nearshore marine birds as a result of pipeline construction. Several species were projected to suffer minor impacts from seabed alteration and suspended sediments while others would likely face a certain degree of habitat destruction.

The Panel concludes that construction and operation of the project could affect a number of sensitive birds and their habitats and that special care will be needed to avoid unnecessary disturbances.

9.2 Oiling

Although Mobil predicted minor impacts on marine birds if they encountered slicks, the Panel's expert concluded that a nearshore spill could conceivably place an entire population of over 1000 eiders at risk. Concern was also expressed for transient seabirds that use the waters surrounding Sable Island and are known to be vulnerable to oiling. A contingency plan for cleaning the eiders and other transient seabirds was recommended.

In its EIS Supplement, Mobil responds to the concerns for the oiling of birds by including what it refers to as a contingency plan for cleaning oiled birds. However, Mobil makes no commitments to rehabilitate oiled birds, nor does it mention any arrangements. It notes that no guidance is available from the Canadian Wildlife Service (CWS) or the Environmental Protection Service for dealing with oiled birds. Local veterinarians may be able to treat small numbers of affected birds. The co-operative efforts of trained personnel and interest groups could also be used.

At the final public meetings, a member of the Sable Island Environmental Advisory Committee (SIEAC) stated that the responsibility for cleaning oiled birds does not lie with the oil industry. SIEAC indicated that the responsibility lies with CWS, whose policy is that birds will not be cleaned. Unless very rare or endangered species are involved oiled birds will be destroyed painlessly.

The Panel concludes that a policy for treating oiled seabirds should be established and incorporated in the appropriate contingency plans.

10.0 SABLE ISLAND

EIS guidelines specifically required Mobil to give special attention to Sable Island when discussing project design and cumulative impacts. Mobil provided a description of the Sable Island environment and acknowledged a possibility of condensate reaching the Island, and potential disturbance from helicopter overflights.

During the initial review period, a major concern was that the EIS provided very little impact prediction for Sable Island even though numerous activities will take place nearby. A technical expert to the Panel stated that although Mobil claimed that no additional facilities would be built on the Island, the future would inevitably bring further developments. Mobil should be asked to consider ways in which the increased use of Sable Island could be accommodated, and monitor and control its activities and developments on the Island.

In its EIS Supplement, Mobil attempts to address concerns of reviewers by detailing the past, present, and likely future uses of the Island. Future uses involve the installation of an emergency base and the intermittent deployment of small numbers of personnel. In response to numerous requests, Mobil also evaluated other potential impacts on the Island in the same format used for the EIS.

The most significant impacts identified in the EIS Supplement appear to be those on birds that inhabit the area. Both terns and Ipswich sparrows will be subjected to moderate impacts from noise. Mobil plans to use various mitigative measures, including construction scheduling, control of aircraft, and adherence to all codes and policies of the SIEAC.

At the final public meetings, CNF still considered Mobil's description of impacts on Sable Island was deficient. CNF concluded that the potential impacts of both accidental and chronic releases of contaminants on Sable Island should be addressed in greater detail.

It stated that in the case of an accidental spill, even the small amounts of hydrocarbons carried by a supply vessel could seriously damage the island's coastline and associated organisms. CNF indicated that not only has Mobil failed to examine the probability of an accidental

spill near Sable Island, it has failed to appreciate the potentially serious environmental consequences of such an event.

Mobil restated its position on the clean-up of Sable Island in the event of spills. It maintained that the high energy beaches of Sable Island dictate that the best clean-up strategy is to let nature take its course with condensate spills. The Panel's technical expert agreed with this approach.

A further concern of CNF was the impacts of condensate on the Sable Island flora, fauna and groundwater. Mobil presented study results to show that a single application of hydrocarbons is not very detrimental. The problems appear to result from multiple or repeated applications of hydrocarbons.

It is clear to the Panel that special vigilance should be exercised in ensuring the potential effects of oil and gas activities on Sable Island are minimized. The Panel believes that the existing SIEAC mechanism should continue to be used for providing protection of the sensitive Sable Island environment. Careful monitoring is required to protect the Island's unique features.

Neither CNF nor any other intervenor objected specifically to installation of the emergency facilities on the Island. However, any proposals should be carefully examined by SIEAC to ensure they are environmentally acceptable.

11.0 THE ONSHORE PIPELINE

11.1 Safety

In the EIS Supplement it is noted that NEB records indicate between one and two pipeline failures per 1000 km per year. Statistics from the Canadian Petroleum Association indicate a frequency of 1.5 failures per 1000 km per year. The Panel's technical expert advised that, of these failures, a maximum of one in ten could be an acute accident event resulting in fire.

The worst situation would be a complete separation of the pipeline, as a result of construction defects, material failure, corrosion, or actions by a third party. The operation of the gas pipeline at pressures greater than those normally encountered in Canada does not present any additional safety concerns, other than the increased possibility of debris being scattered in the area of a break.

The Panel's technical expert advised that safety considerations should concentrate on monitoring and detection systems and on control of third party activities along the pipeline route rather than on the establishment of buffer zones. Industry experience during the past 10 to 15 years shows a reduction in pipeline failure due to construction defects, material failure and corrosion, thereby making the incidence of failure caused by a third party much more significant than in the past. This statement is supported by statistics indicating that 96 of 140 pipeline incidents over a six year period were attributed to third party activity in the corridor.

The EIS Supplement acknowledges that third party activity is the most frequent cause of pipeline failure and outlines how the proponent proposes to minimize this type of accident. Mobil intends to install pipeline route markers, provide personnel to locate the pipelines prior to the beginning of any excavation and inspect pipelines that are disturbed by nearby excavation to ensure they are not damaged.

Mobil advised that pipeline sectionalizing valves will be installed at intervals not to exceed 30 km for type 1 zones and 12 km for type 2 as specified in the NEB Pipeline Regulations. In a type 1 zone there would be no more than five dwellings intended for human occupancy. In a type 2 zone there would either be more than five dwellings or a building or area where twenty or more persons may live or assemble. Information on the response time for control valve operation in the event of a mishap and the expected volume of gas or condensate likely to be released from various types of pipeline breaks was not detailed.

Participants wished to know how condensate leakage will be detected. The proponent advised that a volume flow rate leak detection system would be installed in the pipeline. These systems are capable of detecting leaks as low as one-eighth of one per cent of the flow in the line. In the case of this particular project the system would be sensitive to any leak in excess of one barrel per hour.

Condensate spills was raised as an issue and Mobil stated that condensates do not penetrate deeply into organic soils. However this is not the case in permeable till and bedrock. If a spill penetrated fractured bedrock it would be extremely difficult to contain and clean up. The extent of the spill would be determined by using hydrocarbon detectors and by excavating test wells. When the spill is encountered it would be removed by pumping from wells and recovering the condensate. The process is time-consuming and expensive but has proved to be successful. However, organic soils require only soil aeration and an application of fertilizer.

The Panel concludes that the safety risks associated with the onshore pipelines will be compatible with current industry standards. Detailed safety requirements and contingency plans should be reviewed by appropriate regulatory agencies to ensure they are acceptable.

11.2 Resource Use Conflicts

In its EIS, Mobil described a pipeline corridor ranging in width from approximately 12 to 20 km. In response to a request from the Panel, a more specific one km wide corridor was described in the EIS Supplement.

During the final public meetings, the Panel heard concerns related to the validity of the pipeline routing proposed by Mobil. A particular concern was whether the pipeline would be constructed along the route shown in the proponent's documents. To ensure the protection of

biological resources reviewers also wished to be consulted on the construction schedule. Specific concerns related to resource use conflicts arising from pipeline construction and operation included forestry, wildlife, and water resources.

The Panel was advised by the Municipality of Guysborough that it supported the project but wanted construction and operation of the onshore component to meet a number of conditions such as: least possible interference with existing land uses, protection of open space, conservation areas and shoreline areas, avoidance of disturbance of residential areas, and non-interference with productive use of the land in the future. The landfall terminal and gas plant should not detract from the aesthetic appeal of the countryside. Finally, the proponent should ensure the protection of natural resources and avoid disruption of forest land, natural vegetation, wildlife and the fishery.

11.2.1 Forestry

Participants wanted to know how the project would affect private woodlot operations. Concerns included Christmas tree plantations, forest management plans, and the use of heavy equipment. An accurate prediction of impacts was not possible since the final location of the 15 m wide ROW within the proposed one km wide corridor is not known. However, a final pipeline routing must be presented to the NEB after design has been completed.

Mobil intends to negotiate a settlement with individual owners whose land would be crossed by the pipeline. Where a landowner and the proponent cannot agree NEB would require a mediation process and if necessary, arbitration.

Mobil stated that in forest management areas, reforestation would be carried out following pipeline construction but use of heavy equipment might not be permitted within the ROW. The Panel notes however that crossing points will be required.

Participants reminded the Panel of the severe limitations on tree growth because of thin, infertile soil in roughly half the corridor area. Therefore a large forest fire could destroy local ecosystems for decades. DOE considered that the proponent has underestimated the significance of forest fires and should develop contingency plans for forest fires.

In response to questioning from the Panel the proponent advised that discussions have been held with the forest industry in Nova Scotia regarding the disposition of merchantable timber. Non-merchantable material could be chipped and spread over the ROW.

11.2.2 Wildlife

Wildlife is an important resource to the people of Guysborough County and surrounding areas. Increased hunting and fishing could result from improved access to deeryards or remote lakes and streams via the pipeline ROW. There is a possibility of disturbance of wildlife by recreational vehicles such as four-wheel drives and snowmobiles. Wetlands, which constitute important wildlife habitat, may be disturbed during pipeline construction. Participants wished to know what degree of wetland restoration is possible.

Concern was also expressed that an open trench would interfere with the normal movement of wildlife. Mobil advised that trenches are only open for about a kilometre ahead of the pipeline installation crews and that, in areas of significant wildlife activity, crossing points would be established over the trench.

Vehicular access to the ROW would be controlled in accordance with the wishes of each landowner. If a landowner wishes to restrict access to his property the proponent will plant trees and construct fences or berms. The proponent indicated it would not avoid deeryards unless instructed to do so by wildlife regulatory officials.

The EIS recognizes the importance of wetlands as wildlife habitat and has identified important wetlands using the rating system of the Nova Scotia Department of Lands and Forests. The EIS Supplement indicates that

impacts on wildlife can be minimized by avoiding disturbance of wetlands between the months of March and August, and by maintaining buffer zones of native vegetation to control erosion. During construction the prevention of water level changes and avoidance of erosion and siltation could be accomplished. Mobil feels the primary concern with wetlands is the restoration of drainage patterns and company experience has indicated that such restoration can be successfully accomplished.

11.2.3 Water Resources

Aquatic resources are of high recreational value to Nova Scotians and concerns related to stream crossings focussed primarily on the impact on fish habitat, including siltation of watercourses. The impact of trenches on water supplies was also raised as an issue.

11.2.3.1 Stream Crossings

The Panel was advised that watercourses should be studied for a distance of one to two km downstream of a proposed crossing location. Stream crossings should be studied for proximity to spawning, nursery and overwintering areas. These data are considered necessary before any environmental or engineering design. Timing of fish migrations should be considered in construction scheduling.

Mobil's EIS Supplement acknowledges that habitat inventories should be conducted to aid in the selection of crossing points, timing of migrations should be determined to define construction scheduling and that siltation should be minimized during and after construction. Although many of the concerns expressed by reviewers are acknowledged the proponent has not yet developed specific mitigatory measures.

During the meetings there were questions regarding the possibility of suspending pipelines over rivers rather than disturbing the river bed. The proponent felt the pipeline could be subject to third party damage if it was exposed, but suggested it might be possible to drill under rivers, thereby avoiding disturbance of the river bed.

11.2.3.2 Siltation of Watercourses

Participants were concerned with the possibility of siltation of watercourses resulting from soil erosion both during and after construction. It was noted that the soils along much of the corridor are prone to erosion when disturbed. It was also observed, that if the ROW is accessible to recreational vehicles, the revegetated corridor could be disturbed and thus contribute to siltation problems. Intervenors wished to know how Mobil plans to control soil erosion during construction and following restabilization of the ROW.

In its response, Mobil stated its intent to avoid the problem where possible by selecting a route that would avoid steep slopes and unstable materials. During the construction process vehicular traffic would be controlled in unstable areas. Geotechnical fabric and slash could be placed on sensitive areas to lessen the impact of mechanical equipment. Direct discharge of sediment into water courses can be controlled by placing suitable structures along the banks or in the water course.

During operation the proponent intends to monitor the ROW for potential erosion resulting from mistakes in the selection of revegetation species or disturbance of the vegetation.

11.2.3.3 Water Supplies

During the course of the final public meetings the Panel heard concerns regarding the impact of trenches on water supplies.

A participant indicated that trenches could act as a conduit and alter normal drainage patterns. It was noted that the trenches may create a drawdown effect on shallow groundwater, which could result in local impacts on wet areas, vegetation and water flow to small springs and brooks. The participant wished to be informed of Mobil's plans for monitoring the impacts of longitudinal drainage within and parallel to trenches.

Mobil acknowledged the importance of restoring drainage patterns and indicated its intent to implement a groundwater and well monitoring program to detect any problems. Although it does not have definitive baseline data on the existing quantity and quality of shallow groundwater systems, Mobil is convinced it does have sufficient information to identify potential problems.

If problems occur the proponent is prepared to implement the necessary corrective measures including the modification or relocation of domestic wells.

11.2.4 Summary

The Panel concludes that site-specific information is required to ensure resource use conflicts and other envi-

ronmental problems are minimized along the pipeline route. However, the Panel believes that an environmentally acceptable route can be found within the corridor proposed by the proponent. Consultation with resource management agencies will be necessary prior to the finalisation of routing and development of specific mitigation measures.

11.3 Acid Drainage

In its EIS Supplement Mobil identifies the potential for acid drainage following trench construction through mineralized rock of the geological formations known as the Meguma Group. Significantly lowered pH and increased heavy metal concentrations can occur as a result of disturbance of these mineralized slate and quartzite deposits. The Supplement states that surficial tills derived from this bedrock can also cause problems and should also be considered in the mitigation of acid drainage problems.

During the final public meetings Mobil estimated that between 30 and 35 per cent of the proposed pipeline corridor, including the landfall terminal, is within the Meguma Group, of which 10 to 30 per cent along the ROW could be mineralized. Since the pipeline corridor is 65 km long, approximately two to seven km may be mineralized. These estimates are subject to verification through field studies yet to be commissioned. The proponent also stated that acid drainage potential may, in some cases, be determined only during the actual trenching process. Mobil's intent is to develop a mitigative procedure that will deal rapidly with acid drainage.

Mobil indicates that consideration of acid drainage will be included in its construction monitoring. The Panel was advised that acid drainage could be minimized through control of surface drainage and seepage from spoil disposal areas. Since continued diffusion of oxygen and infiltration of precipitation will allow acid producing reactions to continue, long-term objectives would be to minimize oxidation, control seepage and provide for permanent vegetation growth.

The Panel's technical expert has identified acid drainage as the most severe potential problem associated with the onshore facilities and participants expressed concern with the potential impact on local watercourses.

DOE was not convinced that Mobil has addressed acid runoff in sufficient detail to determine that significant impacts would not occur. It noted that, while the proponent intends to follow provincial Guidelines for Excavation of Slate Bedrock, residual problems could occur.

The question of disposal of mineralized waste rock excavated from the trenches was raised by participants. The proponent has not developed a specific plan to address this problem but has offered several options for consideration. One option would be crushing mineralized spoil and disposing of it in the trench. Drainage control plugs would be installed in the trench as required and, if the trench walls are fractured they could be sealed with various grouts. Alternatives are trucking of mineralized spoil to a disposal site or incorporating crushed spoil with aggregate for concrete production. The proponent also suggested that, if acid drainage presents a problem at stream crossings, the trench could be sealed with concrete.

The Panel notes that, in addition to disruption of the actual pipeline routes, the construction of associated access roads could cause similar problems and mitigation measures should take this into account. The Panel also notes that the impact of acid drainage on the integrity of the pipeline requires consideration by appropriate regulatory authorities.

While careful routing and other mitigation measures could reduce impacts, the widespread occurrence of the Meguma Group parallel to the Nova Scotia coastline makes complete avoidance of mineralized zones impracticable. The Panel concludes that there is a particular potential for environmental problems where the pipeline or associated access roads cross areas of mineralized rock that can produce acid drainage. The feasibility of the mitigation measures proposed by the proponent requires further study in order to ensure that acid drainage problems along the pipeline route are minimized. Such studies should address both chemical and bacterial production of acid drainage.

11.4 Material Management and Restoration

The issues addressed in this section include the disposal of surplus material after pipeline trenching and burial and special problems associated with pipeline construction in the vicinity of abandoned gold mining operations.

11.4.1 Spoil Disposal

During the final public meetings a reviewer estimated that at least 40 000 to 50 000 m^3 of rock and soil would

remain after the pipeline is buried. Mobil estimates that 20 to 70 per cent of the waste rock can be disposed of in the trench and some of the remainder would be placed over the trench to create a slight berm. It is expected that the berm will eventually settle and become flat. The rest of the spoil will be evenly distributed along the ROW and revegetated.

The Panel notes that such practices are standard but cautions that special care will be required in disposing of mineralized spoil that could produce acid drainage.

11.4.2 Abandoned Gold Mining Operations

The area proposed for the landfall terminal was a site of extensive gold mining operations. The Panel has been advised that five mills used the mercury amalgamation process in the Dung Cove area. DOE has determined that the sediments of the nearby Seal Harbour Run contain high concentrations of arsenic from the gold mining operations.

The proponent indicated that contaminated areas could be avoided. DOE noted that problems could be avoided if the project was constructed outside the proposed corridor or minimized if special care was taken during construction.

Detailed studies are required to ensure that environmental problems resulting from disturbance of abandoned gold mining operations are minimized by mitigation measures or avoided by appropriate routing.

11.5 Hydrostatic Testing Fluid

A participant detailed the following constraints in discharging test fluid: the required volume of test fluid could exceed the low streamflow of small watersheds, the Fisheries Act prohibits the discharge of deleterious materials into fish habitat; bogs or wetlands are sensitive areas providing wildlife habitat and sources of water for streams and rivers; and the Nova Scotia climate is not conducive to the implementation of an effective disposal system relying on evaporation. In consideration of the above the proponent was asked how it intended to dispose of hydrostatic testing fluid and what monitoring programs will be undertaken.

In its EIS Supplement Mobil states that one of the environmental considerations in route selection will be the determination of discharge criteria for release of hydrostatic testing fluid. It plans to prepare a program to deal with the disposal of hydrostatic testing fluid into an appropriate water body during periods of high streamflow. It is noted that this monitoring program will be the subject of a separate application.

In the EIS Mobil rates the impacts of hydrostatic testing fluid as moderate to negligible. The EIS states that small quantities of additives such as corrosion inhibitors, biocides and fluorescent marker dyes will be used in the testing fluid. However, during the final public meetings, Mobil indicated that the additives will be limited to an oxygen scavenger and a photo-degradable dye.

The EIS points out that fluid release is neither continuous nor confined to a single area. During the final meetings Mobil suggested that the possibility of creating a high chemical oxygen demand in receiving waters could be reduced by either discharging the fluid over broken rock or controlling the rate of discharge. The EIS states that on-land release of testing fluid generally causes fewer impacts than discharge directly to water courses. Mobil stated that both the source of water for the preparation of testing fluid and the selection of discharge locations will be in accordance with federal and provincial agency requirements.

The Panel concludes that further information is required to complete the assessment of planned or accidental release of hydrostatic testing fluid.

12.0 LANDFALL TERMINAL AND GAS PLANT

12.1 Landfall Terminal

Initial information on the landfall terminal in the EIS indicated the location might be anywhere within the 15 km wide pipeline corridor. This lack of specificity caused concern for participants. In a support document six potential landfall terminal sites were mentioned. The Panel's technical expert visited these sites and determined that no particular problems existed at any of them. Subsequently Mobil identified one site near Country Harbour as its favoured location. The Panel's expert identified the same two ha site, at Dung Cove, as one of the most environmentally acceptable of the six.

Participants did not indicate any concern regarding the location or operation of this facility. However, one participant proposed an alternate landfall site at Sheet Harbour in Halifax County but no environmental information was provided. The proponent opposed the alternative for reasons related primarily to its offshore implications (see section 3.2).

The Sheet Harbour proposal assumes the gas plant can be located in the immediate vicinity of the landfall terminal thereby eliminating the 65 km pipeline and its associated environmental impacts. However, Mobil considered that pipeline between the landfall terminal and the gas plant would smooth flows of gas and condensate.

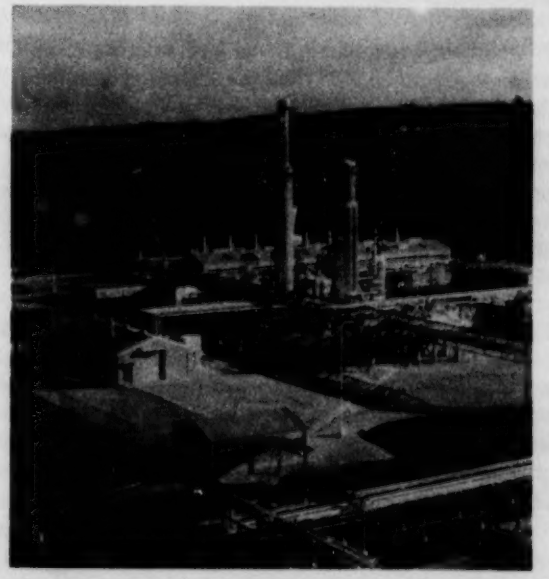
In discussion of risk associated with the landfall terminal the Panel's expert advised that the facility is a pressurized system and if it fails fire and possibly explosion are not unlikely. A safety zone around the terminal might be required.

In its response Mobil indicated that the design of the landfall terminal is not sufficiently advanced to permit a risk analysis but that it did not present special problems as the slug catcher was essentially a wide spot in the pipeline.

The Panel concludes that a landfall terminal site at Dung Cove can be safe and environmentally acceptable. Care should be taken to ensure that the exact location does not result in unnecessary disturbance of abandoned gold mine wastes along the pipeline route.

12.2 Gas Plant

Mobil proposes to locate the project gas plant on lands in the Melford Point area designated for industrial use by the Province of Nova Scotia. The proponent maintains that specific environmental impacts resulting from construction cannot be identified until a particular site is selected but generally predicted a rating of negligible impact after mitigation.



Participants considered the EIS deficient because it did not predict in more detail the impact of air emissions and liquid effluents from the plant.

Mobil maintains that air quality studies are not necessary because Venture gas does not contain sulfur and that matters related to emissions could be handled on a routine basis by the responsible regulatory agencies. The proponent indicated there would be only two sources of air emissions. The plant flare is expected to produce carbon monoxide, carbon dioxide and minor amounts of particulate matter while compressors are expected to produce nitrogen dioxide or nitrous oxide. The proponent is unable to provide information on quantities of nitrous oxide emissions until the equipment size is known. The only liquid effluents expected are storm water drainage and domestic sewage.

The Panel's technical experts did not indicate any problems related to effluents and emissions.

The Panel concludes that the emissions and effluents from the gas plant would be similar in nature to other such installations elsewhere in Canada and would not pose unusual problems. However, monitoring as required by regulatory agencies would be necessary in order to ensure compliance with government requirements.

In discussions related to safety matters during the final public meetings, a participant observed that neither the Province of Nova Scotia nor NEB have regulations dealing with gas plant safety. The Panel was urged to ensure that safety standards are in place prior to construction of the gas plant.

Safety considerations relating to the gas plant were discussed in detail between the Panel's technical expert and the proponent. It was revealed that while the gas plant operation poses the threat of various types of fire, suitable safety zones would prevent damage to nearby facilities.

The issue of the possibility of siting a liquefied natural gas facility near the gas plant was discussed. The safety experts concluded that potential safety conflicts between the two facilities could be resolved by separating the two plants with appropriate safety zones, or by bringing the two plants together and treating them as one unit operating in accordance with common codes.

It was noted that risks associated with the onshore facilities can be reduced to acceptable levels by existing technology. Detailed analyses must be undertaken of potential safety problems and appropriate standards established by regulatory agencies.

The Panel concludes that a safe and environmentally acceptable gas plant site could be located within the provincial land reserved for industrial development near Melford Point.

13.0 MONITORING, FOLLOW-UP, AND FUTURE PLANNING

13.1 Monitoring

The guidelines required Mobil to describe a program to monitor for possible environmental consequences of the proposed project. The EIS briefly outlines a planned monitoring program, and states that it will not be fully developed until engineering design is detailed. The lack of detailed monitoring plans was met by a multitude of critical comments.

Mobil attempted to respond by providing additional detail in its EIS Supplement. It outlines the projected content of monitoring plans for the offshore environment, the subsea pipeline, the overland pipeline, and the gas plant.

At the final public meetings Mobil elaborated on its monitoring plans. It plans to carry out effects and compliance monitoring. Effects monitoring is defined as the repeated observation or measurement of pre-determined environmental parameters over a period of time in order to assess changes. Compliance monitoring is intended to check compliance with government regulations or company environmental standards and guidelines.

Mobil stated that it plans to carry out effects monitoring for the offshore platform site and overland pipeline corridor only. Compliance monitoring will focus on debris from construction and operation of the platform and subsea pipeline, the structural integrity of the subsea pipeline, some aspects of onshore pipeline construction, and certain onshore pipeline parameters during operation. At the gas plant, Mobil plans to monitor discharges.

DOE stated that a more thorough and up-to-date presentation of baseline data specific to project elements is required prior to the start of construction. Mobil indicated that it has no intention of gathering more baseline data, because such surveys are time-consuming and not cost-effective. Mobil considered that baseline work has very limited value and that it is extremely hard to establish a cause and effect relationship. DFO restated its concern with the lack of emphasis placed on monitoring biological responses to chemical discharges.

A technical expert to the Panel suggested that biological surveys within and around the Venture area after field development could reveal impacts without Mobil having to carry out baseline studies. This would partially address DOE's concerns for wider assessment. He also suggested that the technical aspects of effluent monitoring should be reviewed by COGLA and that DFO might be given primary responsibility for the work involved in effects monitoring.

The subject of monitoring was also addressed by CNF which recommended that a special committee be formed to plan and implement a detailed study of chronic releases in the Venture area so that scientific information may be accumulated not only for Venture but for possible future field expansions. The Wilderness Society of Newfoundland also proposed extensive use of committees to establish a system of effects monitoring and guide its implementation.

The Panel notes that the issue of monitoring is of great concern to many parties but that study methods are not yet clearly established or agreed upon. However, plans do exist for studies under the Environmental Studies Revolving Fund to determine how effective monitoring of offshore oil activities could be conducted. The Panel concludes that monitoring is essential to ensure an environmentally acceptable project but the proponent has not yet developed satisfactory details of such a plan. A comprehensive monitoring plan for all components of the project should be developed for approval by the regulatory agencies, taking into account the concerns of resource managers and other interested parties. In various sections of this report, the Panel has identified areas where monitoring is required in addition to those mentioned in this section.

13.2 Follow-Up

Among the information requested by the Panel after the public information sessions was the nature and extent of post-Panel review processes that would apply for the Venture project. It was suggested that this information include the opportunities for technical agency and public input.

With regard to the need for ongoing consultation expressed by communities, Mobil plans a program to provide information through speeches, attendance at appropriate committees, and formation of new committees where necessary. A mailing list of interested individuals within the impact area will be established, and the proponent will meet with community groups. Mobil advised that a local committee would be established to deal with nearshore fishermen's concerns.

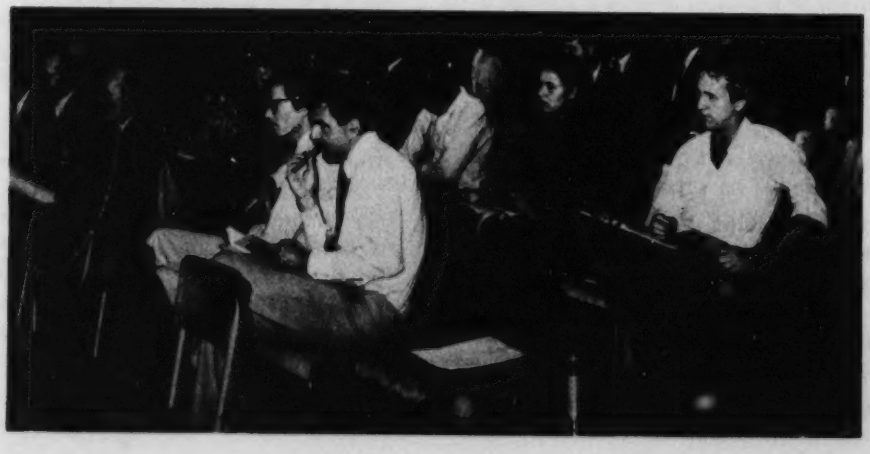
One of the main regulatory agencies on which Mobil provided information is COGLA. It has a mandate to administer oil and gas activities offshore and is a prime contact between government and industry. One of COGLA's most important functions with respect to the post-Panel review process is Development Plan approval. Mobil intends to submit a Development Plan for this project in January, 1984. COGLA has regulatory responsibilities for the Venture field and related activities. It also has the responsibility for monitoring offshore operations.

NEB is the other main regulatory organization dealing with the Venture project. The Panel was advised that NEB will hold hearings and render decisions on proposals for the exportation of natural gas from Venture. Similarly, it will hold public hearings and render decisions on applications for any interprovincial pipelines. Following authorization of energy transmission facilities, NEB is responsible for ensuring that landowners views are considered. NEB's regulatory responsibilities also relate to the offshore pipeline and the gas plant. NEB is responsible for monitoring installations under its jurisdiction.

Two further mechanisms were established as a result of the Canada-Nova Scotia Agreement. As previously mentioned in this Report, a Fisheries Advisory Committee has been created. It has a mandate to advise Ministers of Fisheries on relevant offshore development matters. This Committee has representation from the federal and provincial Departments of Fisheries as well as industry. It first met in June, 1983. The Fisheries Committee government representatives also serve as members of the Environmental Co-ordinating Committee which is co-chaired by COGLA and NSDOE. Although this Committee has not been active its existence provides a mechanism for discussion of issues of common interest to a number of government departments, including DOE.

The Sable Island Environmental Advisory Committee was created in 1974 to advise DOT. Government agencies concerned with Sable Island participate. The Committee's original mandate was to monitor, advise and prepare a code of conduct for the Island. DOT also has direct regulatory responsibilities that relate to the project and uses TERMPOL to assist proponents and government agencies in meeting project approval requirements.

Voluntary Economic Planning considered that fishing interests and oil and gas interests should meet regularly for frank discussions via the existing committees and that the oil and gas industry should establish a series of contacts in both the primary (harvesting) and secondary (processing) sectors of the fishing industry in the coastal areas likely to be impacted by Venture development. CNF recommends that a public interest committee be established with secretary and co-ordinator.



DOE suggested that advisory mechanisms should operate to assist the lead regulatory agencies at each stage of development. DFO sought post-Panel review processes that would ensure consultation on selection of pipeline routes and development sites. DOT and EMR also requested consultation as detailed plans become available.

None of these agencies had particular concerns as to the system that had been established. However, they were uncertain as to how effectively it would function, because parts of it had only recently been established.

The Panel concludes that special efforts will be required by the proponent and responsible government agencies to continue consultation with the public after completion of the Panel review. This is particularly so because the review has taken place at an early stage in the planning cycle. In particular, it recommends the continued use of the public information centres established during the Panel review and that a government information officer be made available to assist interested members of the public.

The Panel recommends that the existing mechanisms for interdepartmental consultation be used during development and operation of the Venture project, with modifications to improve effectiveness as experience is gained.

The Panel further recommends that the federal and provincial Departments of Environment monitor the implementation of this Report's recommendations and the proponent's commitments, and provide an annual report to their Ministers for public distribution.

Provided these measures are followed, the Panel believes that review of a project at an early stage in its development is appropriate in determining the means by which it may proceed in an environmentally safe manner.

13.3 Future Planning

A number of reviewers noted that there are associated projects on which little information had been provided by Mobil. In its EIS, Mobil provides a rating of the likely environmental impacts from facilities such as wharves, permanent operations and supply base, temporary supply bases for offshore pipeline and platform installation, and pipecoating and steel fabrication yards. However, details of these facilities and the required mitigation measures are not available as the sites are unknown.

DOE stated that cumulative impacts arising from subsequent offshore hydrocarbon development and associated activities in the vicinity of Sable Island need to be addressed. DOE suggests that COGLA immediately begin to develop a plan which would identify the environmental limitations for the Sable Island area and form the basis for planning and evaluating development scenarios. DOE appreciated that the information was not available to develop a strategic plan immediately but wished work to start toward that objective.

CNF recommended that Canada, Nova Scotia and EPOA promptly initiate a broader-based process to evaluate environmental impacts from the range of Scotian Shelf hydrocarbon activities, particularly in the vicinity of Sable Island.

Mention was made of a DFO discussion paper concerning fish habitat and the implementation of a cooperative resource planning strategy. It was felt that planning would have to be a combination of both oil and fishery inputs.

Mobil responded that it is difficult to conduct strategic planning since it is not known what resources will be discovered and hence what areas would be subject to development. In particular it noted that Venture appears to be the only field that the market can absorb given present conditions.

The Panel concludes that although the feasibility of a strategic framework for gas development from the Sable Island area has not been demonstrated at this time, early planning could be of benefit. To avoid unnecessary conflicts, existing means of communication should be used to ensure that advance information on proposed future projects and resource limitations is available to all parties.

The Panel also concludes that projects related to the Venture development will require review once site-specific information becomes available. The appropriate regulatory authorities should carefully consider any projects related to the Venture development, but not considered in this Panel review, to ensure that environmental impacts are minimized through appropriate mitigation measures.

14.0 SUMMARY OF MAJOR CONCLUSIONS

The Panel reached a number of conclusions, many of which were considered major and are listed in this chapter.

The Panel concluded that:

1) there is a significant possibility of a well blowout during development and production of the Venture field and that this could result in major fire hazards as well as environmental impacts;
2) the disposal of oil-based drilling muds offshore could be deleterious to the environment, and that water-based or low-toxicity oil-based muds should be used whenever possible;
3) monitoring of drilling wastes, including mud, is required to determine what, if any, long-term effects could arise from development of the Venture field;
4) the proponent's evaluation of the threat of ice to the project is adequate, but contingency plans and platform design should take into account information that is to be gathered on icebergs and sea ice;
5) the results of the proponent's seismicity studies should be subjected to review by agencies with appropriate expertise in determining potential risks from earthquakes;
6) waves could pose a significant threat to the project platforms and this problem has not yet been adequately assessed;
7) the need for a detailed safety training program to ensure employee safety has been recognized by the proponent, but that specific plans, measures and methods have not yet been developed;
8) an emergency base on Sable Island for evacuation purposes could be considered by the regulatory authorities provided this can be installed in an environmentally acceptable manner;
9) there is a probability of failure of the offshore pipeline proposed by the proponent over the life of the project;
10) burying the offshore pipeline could significantly decrease the probability of pipeline failure;
11) although no method of pipeline protection from icebergs was detailed by the proponent, the likelihood of such an event is far less than the possibility of pipeline failure from a number of other causes;
12) detailed studies of the offshore pipeline routing are essential to ensure that geotechnical and fisheries concerns are satisfied in the design alignment;
13) further information is required to complete the assessment of disposal or accidental release of hydrostatic fluids used in pipeline testing both offshore and onshore;
14) disruption of offshore fishing during pipeline laying is likely to be temporary and a consequence of the need for safety exclusion areas during construction, rather than environmental impacts;
15) information provided was insufficient to provide assurance that there would not be problems for fishing gear or disruption to the fishery as a result of an unburied pipeline;
16) immediate disruption to fisheries in the event of a blowout or pipeline failure was more likely to arise from tainting than fish kills;
17) the most significant environmental impact of a blowout would be on juvenile fish but that adult stock losses would not be detectable given natural population fluctuations;
18) seabed alteration and suspended sediment from nearshore pipeline construction will cause short-term disruption of fishing activities;
19) site-specific information is required to select a final pipeline route in the Country Harbour area to minimize impacts on the shoreline, related installations and fisheries activities;
20) there could be significant environmental impacts in the event of a pipeline rupture in the nearshore area;
21) potential conflicts resulting from increased marine traffic could best be resolved by the provision of detailed supply vessel information as it becomes available;

22) debris from construction activities represents a potentially serious conflict between the oil and fisheries industries but problems can be minimized with good management policies together with compensation for any residual problems;

23) a compensation plan satisfactory to fisheries interests has not yet been developed by the oil industry;

24) the construction and operation of the project could affect a number of sensitive birds and their habitats;

25) there is no established policy for the treatment of oiled marine birds;

26) special vigilance will need to be exercised to protect the sensitive Sable Island environment during offshore oil and gas activities;

27) the safety risks from the proposed onshore pipelines will be compatible with current industry standards;

28) an environmentally acceptable route can be found within the proposed onshore pipeline corridor;

29) site-specific information is required to ensure the onshore pipeline route minimizes resource use conflicts and other environmental problems;

30) there is a particular potential for environmental problems where the pipeline crosses areas of mineralized rock that can produce acid drainage;

31) a landfall terminal in the Dung Cove area could be safe and environmentally acceptable;

32) emissions and effluents from the gas plant would be similar in nature to other such installations elsewhere in Canada and would not pose unusual problems;

33) a safe and environmentally acceptable gas plant site could be located within the provincial land reserved for industrial development near Melford Point;

34) comprehensive monitoring is essential to ensure an environmentally acceptable project but the proponent has not yet developed the details of such a plan.

15.0 RECOMMENDATIONS

15.1 The Panel recommends that:

Development and production of the Venture field be allowed to proceed subject to the following conditions which are required to make the project environmentally safe:

1) contingency plans be established prior to development drilling to take into account safety and environmental concerns with particular attention to threats from waves, hazards from fire and disruption to fisheries resulting from a blowout;

2) platform designs incorporate fire prevention and control measures to the maximum extent feasible;

3) water-based or low-toxicity oil-based drilling muds be used whenever possible. If conventional oil-based muds prove to be necessary their disposal should be at suitable onshore sites;

4) monitoring of the effect of drilling wastes be carried out to determine if any long-term effects are occurring, and if necessary, further mitigation measures be implemented;

5) gathering of further information on sea ice and icebergs be continued for incorporation into contingency plans and platform design. An iceberg reconnaissance program will be required throughout the life of the project, even though the probability of an incident is slight;

6) results of seismicity studies be reviewed by technical agencies with expertise in this field and measures to protect the offshore production facilities from earthquakes be incorporated as appropriate in the design;

7) further studies of wave climate be conducted before proceeding with design of the offshore production facilities;

8) a detailed training program for project workers be submitted to regulatory agencies and its implementation monitored throughout the project;

9) satisfactory search and rescue procedures be agreed upon among the offshore industry and appropriate federal government departments prior to development and operation of the Venture field;

10) contingency plans for offshore areas be developed prior to operation of the pipeline to take into account not only environmental effects but also dangers to vessels and the platforms;

11) the offshore pipeline be buried wherever practicable unless the proponent is able to demonstrate through detailed studies that the integrity of the pipeline on the seabed can be assured and that conflicts with fishing gear would not occur;

12) detailed offshore pipeline routing studies be conducted to ensure that geotechnical and fisheries concerns are addressed. The results of these studies should be reviewed by appropriate scientific and regulatory authorities prior to route finalisation;

13) release and disposal of hydrostatic fluids be further reviewed by appropriate resource management and regulatory agencies prior to testing of the pipeline both offshore and onshore;

14) consultation with fisheries interests to establish a timing for the construction of the offshore pipeline that will minimize disruption;

15) that in the event that any section of the pipeline remains unburied, compensation be available for any damage resulting to fishing gear and other related costs. An additional requirement is a liability waiver for damage to the pipeline;

16) a better determination be made of the area in which fish tainting is likely to be experienced. This will help to define the zone of interruption to fisheries activities in the event of a platform blowout or pipeline failure. Further studies are required on the concentrations of condensate and the time involved in tainting of seafish and shellfish;

17) site-specific surveys, appropriate pipeline routing, compensatory measures, monitoring of effects and a suitable construction schedule be developed to ensure that the nearshore pipeline is environmentally acceptable;

18) a nearshore spill contingency plan be developed to protect sensitive areas that could be impacted as a result of a pipeline rupture close to shore;

19) more information be provided on projected vessel traffic associated with the project, as it becomes available;

20) adequate arrangements be established between the proponent and its contractors to ensure that debris resulting from offshore platform and pipeline construction is not deposited on the seabed;

21) the proponent establish a compensation plan mutually satisfactory to the fisheries and oil industry. If this is not possible by the time development proceeds, the appropriate government agencies should establish a mechanism to provide suitable compensation;

22) special care be taken to avoid unnecessary disturbances to sensitive birds and their habitats during construction and operation of the project;

23) a policy for treating oiled marine birds be established and incorporated in the appropriate contingency plans;

24) careful monitoring of the potential effects of offshore oil and gas activities on Sable Island be carried out to protect its unique environment;

25) resource management agencies be consulted prior to finalisation of onshore pipeline routing and during the development of specific mitigation measures;

26) further study of mitigative measures, including avoidance, be carried out to minimize acid drainage problems along the pipeline route;

27) detailed studies be carried out to ensure that disturbance of gold mine waste is avoided by appropriate onshore pipeline routing or minimized by suitable mitigation measures. This will require care in selecting the exact location of the landfall terminal;

28) detailed safety requirements and contingency plans for the landfall terminal, onshore pipeline and gas plant be reviewed by appropriate regulatory agencies. Necessary standards should be established by regulatory agencies as appropriate;

29) proposed emission and effluent levels from the gas plant be reviewed by appropriate regulatory agencies as engineering details become available;

30) a comprehensive monitoring plan for all components of the project be developed for approval by the regulatory agencies taking into account the concerns of resource managers and other interested parties.

15.2 It is further recommended that:

1) better mechanisms be developed to ensure that EIS's for future reviews are of improved standards;

2) future projects be referred early enough to allow for appropriate directions to be given to proponents in the preparation of their studies;

3) special efforts be made by the proponent and responsible government agencies to continue consultation with the public. Information centres established during the Panel review should be maintained and a government information officer made available to assist interested members of the public;

4) the existing mechanisms for interdepartmental consultation be used during development and operation of the Venture project, with modifications to improve effectiveness as experience is gained;

5) the federal and provincial Departments of Environment monitor the implementation of this Report's recommendations and the proponent's commitments, and provide an annual report to their Ministers for public distribution;

6) industry and government share advance information on proposed future projects and resource limitations to avoid, at an early planning stage, unnecessary conflicts;

7) appropriate regulatory authorities carefully consider any associated projects related to the Venture development, but not considered in this Panel review, to ensure that environmental impacts are minimized through appropriate mitigation measures.

SABLE ISLAND
ENVIRONMENTAL ASSESSMENT PANEL
VENTURE DEVELOPMENT PROJECT

P.J. PARADINE
(Co-Chairman)

L. PEDDLE
(Co-Chairman)

R.H. BURGESS

L.R. DAY

APPENDICES

APPENDIX A

TERMS OF REFERENCE FOR THE SABLE ISLAND ENVIRONMENTAL ASSESSMENT PANEL ISSUED BY THE FEDERAL AND NOVA SCOTIA MINISTERS OF THE ENVIRONMENT

Introduction

This Panel has been established by the Ministers of Environment for Canada and Nova Scotia in accordance with Section 8 of the federal-provincial Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management. The proponent of the development proposal under review is Mobil Oil Canada Limited.

Purpose

The purpose of this document is to delineate the responsibilities of the Environmental Assessment Panel, the review process it should follow and the expectations that the federal and provincial governments have for this review.

Mandate of the Panel

The mandate of the Panel is to determine the means in which the project may proceed in an environmentally safe manner. The Panel is to carry out a thorough, and expeditious review of hydrocarbon production from the Sable Island area (figure 8).

Scope of the Review

The scope of the review should include matters relating to gas field development, gas and liquids transportation to shore and major ancillary onshore facilities associated with the project. The Panel should be prepared to address all aspects relating to the impact of the environment on the project, the impact of the project on the environment, and related social impacts.

Panel Review Process

The main components of the panel review process are as follows:

1. Panel formation with two nominees each from the federal and provincial governments, one nominee from each to serve as a co-chairman.
2. Environmental Impact Statement Guidelines issued in draft form by the Panel to the public, proponent and government agencies.
3. Written comments on the draft EIS guidelines received by the Panel.
4. EIS guidelines completed by the Panel and issued to the proponent.
5. EIS completed by proponent and submitted to the Panel.
6. EIS distributed by the Panel to the public and government agencies.
7. Public and technical agency review of the EIS and submissions of written comments to the Panel.

8. Following public and technical agency review of the EIS, the Panel may ask for more information or proceed directly to (9).
9. Public meetings held by the Panel to review the implications of the project. The Panel will invite the two-member socio-economic review panel (established under Clause 7 of the Offshore Agreement) to participate in its public meetings.
10. Panel prepares its report and submits it to the Ministers of Environment.

Panel Relationships

A secretariat to the Panel shall be established to provide administrative services associated with the Panel's review under the direction of the Panel Co-Chairmen and the Panel members. The role of FEARO and the Nova Scotia Department of Environment in the Panel's activity will be to provide this secretariat.

The Panel's activities are independent of those of the Canada—Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board and the various federal and provincial agencies.

The Panel will seek advice where appropriate from the joint Fisheries Advisory Committee established under Section 9 of the Offshore Agreement.

APPENDIX B

BIOGRAPHY OF PANEL MEMBERS

Philip J. Paradine, Co-Chairman

Mr. Paradine graduated with a B.Sc. (Civil Engineering) and later completed a M.Eng. (Water Resources) at the University of Ottawa.

He joined the Public Service of Canada in 1967 and held positions as a professional engineer with Transport Canada, the National Capital Commission and Environment Canada. Since 1973 he has specialized in environmental protection and assessment.

In 1978, Mr. Paradine joined the Federal Environmental Assessment Review Office (FEARO) and has been responsible for the administration of several panel reviews, including the Banff Highway project (km 0-13) and (km 13-27).

Since 1979 he has been chairing Panel reviews in the Atlantic area including Lower Churchill and Grand Banks, and is currently a Director, Atlantic Region, with FEARO.

Leo Peddle, Co-Chairman

Mr. Peddle, retired Vice-President, Marketing, Twin Cities Co-operative Dairy Limited, was appointed to the Environmental Panel by the Nova Scotia Government.

Mr. Peddle retired in 1980 after 35 years with Twin Cities Dairies, where for 28 years his responsibilities included labour negotiations, public relations and advertising and personnel management.

A resident of Halifax, he is a former Vice-Chairman of the Halifax School Board and has been active in many community and business activities. He is a former President of the Rotary Club of Halifax North West and a former President of the Halifax Ad and Sales Club. Mr. Peddle has been active in community musical organizations and activities.

Robert H. Burgess

Mr. Burgess, of Truro, was appointed to the Environmental Panel by the Nova Scotia Government.

He is a former Deputy Minister of Lands and Forests for Nova Scotia. He retired as Deputy Minister in 1977 after 30 years with the Department of Lands and Forests.

A graduate of the University of New Brunswick and a veteran of World War Two, Mr. Burgess is a member of the Canadian Institute of Forestry and the Nova Scotia Land Surveyors Association.

He was an executive member of the Nova Scotia Environmental Control Council from 1978 until December 1982.

Lewis R. Day

Born in Harrowsmith, Ontario, Mr. Day graduated with a B.A. (Biology) from Queen's University in Kingston. He subsequently completed an M.A. (Marine Biology and Fisheries) at the University of Western Ontario in London and was a Ph.D. candidate in the same discipline at the University of Toronto until he joined the Canadian forces and served overseas from 1942 to 1945.

He joined the Public Service of Canada in 1945 and held various positions as fisheries biologist and Assistant Director at the Biological Station of the Fisheries Research Board of Canada in St. Andrews, New Brunswick.

In 1963 he was appointed Executive Secretary of the International Commission for the Northwest Atlantic Fisheries (ICNAF) which became the Northwest Atlantic Fisheries Organization (NAFO) in 1979. He was Executive Secretary of NAFO when he retired from the public service in 1980.

Mr. Day has been involved in the development and implementation of research programs for Canadian Atlantic fisheries through his career.

APPENDIX C

PARTICIPANTS IN PUBLIC REVIEW

1. PARTICIPANTS AT PUBLIC MEETINGS

A. GROUPS

1. ATLANTIC FISHING VESSEL ASSOCIATION (AFVA)
2. CANADIAN NATURE FEDERATION (CNF)
3. COMMUNITY AWARENESS FORUM
4. EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION (ESDC)
5. MOBIL OIL CANADA LTD (PROPONENT)
6. MULGRAVE INDUSTRIAL COMMISSION
7. MUNICIPALITY OF THE DISTRICT OF GUYSBOROUGH
8. OFFSHORE TRADE ASSOCIATION OF NOVA SCOTIA
9. SCHOOL AND HOSPITAL BOARD, GUYSBOROUGH
10. STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (SCIDA)
11. TOWN OF CANSO—INDUSTRIAL COMMISSION
12. VOLUNTARY ECONOMIC PLANNING—FISHERIES SECTOR—OIL AND GAS COMMITTEE

B. GOVERNMENT AGENCIES

1. ENERGY, MINES AND RESOURCES CANADA
2. ENVIRONMENT CANADA
3. FISHERIES AND OCEANS CANADA
4. TRANSPORT CANADA—CANADIAN COAST GUARD

C. INDIVIDUALS

R. ADDISON (B.3)
S. AITKEN (A.5)
W. BARCHARD (B.2)
A. BILLARD (A.12)
D. BOLLIVAR (A.1)
W. BOWES (PANEL TECHNICAL EXPERT)
L. BRUNTON (A.9)
L. CHISHOLM
M. COOLEN (A.5)
R. COTE (B.2)
G. CROSS
H. CROSS
K. CURREN (B.4)
R. EDWARDS (B.1)
A. ENGLAND (A.6)
G. FADER (B.1)
W. FORD (PANEL TECHNICAL EXPERT)
F. FRASER (A.11)
L. GRATTAN (A.5)
E. HALLORAN

G. JAMIESON (A.7)
M. LEWIS (B.1)
T. LOCK (B.2)
Z. LUCAS (A.5)
K. MACDONALD (A.10)
F. MACINTOSH (A.8)
K. MANN (B.3)
C. MASON (B.3)
A. MCIVER (B.2)
I. MCLAREN (PANEL TECHNICAL EXPERT)
T. MILLAR (A.4)
H. MILLS (A.2)
K. MUELLER (A.3)
D. NAPIER (PANEL TECHNICAL EXPERT)
P. NEIMA (A.1)
H. NEU (B.3)
A. REDDICK
D. RILEY (B.3)
C. ROSS (A.5)
S. ROSS (A.5)
D. SCARRATT (B.3)
D. STALKER (B.3)
R. STRIGHT (B.4)
P. TSUI (A.5)
J. VANDERMEULEN (B.3)
D. VANDER ZWAAG
R. WHITE (A.11)
G. WILLIAMS (B.4)
R. WILSON (B.2)
M. WOOLDRIDGE (A.5)

2. WRITTEN BRIEFS SUBMITTED TO THE PANEL PRIOR TO, DURING AND AFTER PUBLIC MEETINGS

A. GROUPS

1. ATLANTIC FISHING VESSEL ASSOCIATION (2)
2. CANADIAN NATURE FEDERATION (2)
3. CAPE BRETON DEVELOPMENT CORPORATION (1)
4. COMMUNITY PLANNING ASSOCIATION OF CANADA/NOVA SCOTIA DIVISION (1)
5. DALHOUSIE OCEAN STUDIES PROGRAMME (1)
6. EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION (2)
7. FISHERIES RESOURCES DEVELOPMENT LTD (2)
8. MAYORS AND WARDEN OF CAPE BRETON COUNTY (1)
9. MUNICIPALITY OF THE DISTRICT OF GUYSBOROUGH (1)
10. STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (2)
11. VOLUNTARY ECONOMIC PLANNING—FISHERIES SECTOR—OIL AND GAS COMMITTEE (1)
12. VOLUNTARY PLANNING (2)
13. WILDERNESS SOCIETY OF NEWFOUNDLAND (2)

B. GOVERNMENT AGENCIES

1. CANADA-NOVA SCOTIA FISHERIES ADVISORY COMMITTEE (1)
2. ENERGY, MINES AND RESOURCES CANADA (3)
3. ENVIRONMENT CANADA (2)
4. FISHERIES AND OCEANS CANADA (2)
5. TRANSPORT CANADA—CANADIAN COAST GUARD (2)

C. INDIVIDUALS

W. BOWES (PANEL TECHNICAL EXPERT) (4)
G. AND H. CROSS (1)
A. D'ENTREMONT (1)
W. FORD (PANEL TECHNICAL EXPERT) (2)
J. LOTZ (1)
I. MCLAREN (PANEL TECHNICAL EXPERT) (5)
D. NAPIER (PANEL TECHNICAL EXPERT) (3)
D. VANDER ZWAGG AND OLIVE FORD (1)

3. ORAL PRESENTATIONS TO THE PANEL AT THE PUBLIC MEETINGS

A. GROUPS

1. COMMUNITY AWARENESS FORUM
2. EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION
3. MOBIL OIL CANADA LTD (PROPONENT)
4. MULGRAVE INDUSTRIAL COMMISSION
5. OFFSHORE TRADE ASSOCIATION OF NOVA SCOTIA
6. SCHOOL AND HOSPITAL BOARD, GUYSBOROUGH
7. TOWN OF CANSO, INDUSTRIAL COMMISSION

B. INDIVIDUALS

L. BRUNDON (A.6)
A. ENGLAND (A.3)
F. MACINTOSH (A.5)
T. MILLAR (A.2)
K. MUELLER (A.1)
A. REDDICK
R. WHITE (A.7)

PARTICIPANTS AT THE PUBLIC INFORMATION SESSIONS

The following representatives from Mobil Oil attended all six sessions:

S. AITKEN
H. BONES
M. COOLEN
W. OOSTENBRINK
C. ROSS
P. TSUI

SHEET HARBOUR

J. LEMAY—COMMUNITY PLANNING ASSOCIATION OF CANADA/NOVA SCOTIA DIVISION
T. MILLAR—EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION

GUYSBOROUGH

S. CAMERON—MEMBER LEGISLATIVE ASSEMBLY
J. JOHNSON
K. MACDONALD—STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (SCIDA)
J. MACFARLANE
K. MUELLER—COMMUNITY AWARENESS FORUM
R. REID

SYDNEY

B. CLARK—GLACE BAY
H. DIPERSIO—CAPE BRETON INDUSTRIAL BOARD OF TRADE
B. GILLIS—DEVCO
J. GILLMAN—CAPE BRETON DEVELOPMENT CORPORATION
E. GRIMM
M. JOHNSTONE
J. KENNEDY—CITY OF SYDNEY
J. MACCORMACK—CITY OF SYDNEY
D. MACDONALD—TOWN OF NORTH SYDNEY
T. MACPHERSON
M. MAROUN—CAPE BRETON DEVELOPMENT CORPORATION
W. MCKEE
T. O'LEARY—NEW DAWN ENTERPRISES LTD
J. PEERS
F. RUDDERHAM—OFFSHORE TRADE ASSOCIATION OF NOVA SCOTIA
H. RYDER
I. SCHWARTZ
T. TEUWEN—CAPE BRETON NORTH SHORE TRADE
E. TIGHE—PLUMBERS AND PIPEFITTERS—LOCAL 682

PORT HAWKESBURY

D. ALEXANDER
C. CHAPMAN—COMMUNITY AWARENESS FORUM
A. CHISHOLM—TOWN OF PORT HAWKESBURY
J. CHISHOLM
L. EVANS—CAPE BRETON OFFSHORE TRADE ASSOCIATION
K. MACDONALD—STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (SCIDA)
H. MACFARLANE—GREATER MULGRAVE
H. MACINNIS—TOWN OF PORT HAWKESBURY
I. MACISAAC
J. MACKENZIE—MEMBER OF LEGISLATIVE ASSEMBLY
K. MUELLER—COMMUNITY AWARENESS FORUM
J. PEERS
J. PYKE—PORT HAWKESBURY INDUSTRIAL COMMISSION
J. RANKIN—COMMUNITY AWARENESS FORUM
A. SMITH
R. WAYE

HALIFAX

P. BARBER
D. BHATTACHARYA
M. BRADFIELD
L. CHRISTIANSEN
A. D'ENTREMONT
M. KERANS
M. MARSHALL
R. MCCALLA—ST MARY'S UNIVERSITY
T. MCDORMAN
H. MILLS—CANADIAN NATURE FEDERATION
W. POTTER—CANADIAN OIL AND GAS LANDS ADMINISTRATION (COGLA)
A. ROBERTS
A. RUFFMAN
L. RUTHERFORD
A. SINCLAIR
B. SMITH
D. VANDER ZWAAG
D. WALSH

BRIDGEWATER

M. HASSE—CHESTER
S. HOWER—SOUTH SHORE ENVIRONMENTAL PROTECTION ASSOCIATION
R. LOWE
M. MAYBEE
G. SEIBERT
G. TIDMARSH
K. WENTZELL—BRIDGEWATER DEVELOPMENT COMMISSION
W. ZIMMERMAN—SOUTH SHORE ENVIRONMENTAL PROTECTION ASSOCIATION

APPENDIX D

BIBLIOGRAPHY

Initial Environmental Evaluation for Delineation Drilling in the Sable Island Area—Volumes I and II, 1980, prepared by MARTEC Limited for Mobil Oil.

Guidelines for the Preparation of an Environmental Impact Statement for Gas Production from the Scotian Shelf in the Sable Island Area, January, 1983, issued by the Sable Island Environmental Assessment Panel.

Compendium of Comments Presented to the Panel Concerning the Draft Guidelines for the Preparation of an Environmental Impact Statement for Gas Production from the Scotian Shelf in the Sable Island Area, January, 1983, issued by the Sable Island Environmental Assessment Panel.

Venture Development Project Environmental Impact Statement, February, 1983, submitted to the Sable Island Environmental Assessment Panel by Mobil Oil Canada Ltd.

Volume I—Summary (aussi disponible en français)

Volume II—Project Description

Volume III (a and b)—Biophysical Assessment

Volume IV—Socio-economic Assessment

Venture Development Project, Environmental Impact Statement, Addendum, March, 1983, submitted to the Sable Island Environmental Assessment Panel by Mobil Oil Canada Ltd.

EIS Supporting documents:

—Onshore facilities: Preliminary Site Selection, December, 1982, prepared by O'Halloran Campbell Consultants Limited for Mobil Oil Canada Ltd.

—Mining and Mineral Claim Staking Activities and Artificial Seafloor Hazards with the Proposed Mobil Venture Pipeline Corridor, revised February, 1983, prepared by Geomarine Associates Ltd. for Mobil Oil Canada Ltd., per Hardy Associates (1978) Ltd.

—Venture EIS: Aesthetic Environment: Summary, October, 1982, prepared by CBCL Ltd. and G. Robert Parker Associates for Mobil Oil Canada Ltd. per Hardy Associates (1978) Ltd.

—The Physical Fate of Drilling and Production Discharges in the Venture Field, October, 1982, prepared by MacLaren Plansearch Ltd. for Mobil Oil Canada Ltd.

—Chemistry and Toxicity of the Venture Field Condensates, January, 1983, prepared by Atlantic Oceanics Company Ltd. for Mobil Oil Canada Ltd.

—Behaviour and Fate of Gas and Condensate Spills, November, 1982, prepared by S.L. Ross Environmental Research Limited for Mobil Oil Canada Ltd.

—Method Used in Assessing Environmental Impacts for Mobil's Venture EIS, March, 1983, prepared by Hardy Associates (1978) Ltd. for Mobil Oil Canada Ltd.

—Preliminary Assessment of Central Coastal Supply Base Locations, February, 1983, prepared by O'Halloran Campbell Consultants Ltd. in association with Craig, O'Neil and Associates for Mobil Oil Canada Ltd.

—Regulatory Requirements Related to the Environmental and Engineering Aspects of the Mobil Venture Development, November, 1982, prepared by Cleland, Dunsmuir Delta Consulting for Mobil Oil Canada Ltd.

—Venture Sites—Background Report: Description of the Existing Environment—Land Use and Physical Infrastructure: Strait of Canso Impact Area, December, 1982, prepared by Underwood McLelland Ltd. for Mobil Oil Canada Ltd.

Letter to Mobil Oil from M. Ruel (COGLA) and A. Crouse (N.S. Environment) dated March 28, 1983, highlighting reservations with the EIS.

Transcripts of public information sessions held in Nova Scotia from April 30, 1983 to May 5, 1983, 6 volumes.

Letter to W.A. Coulter and G. Riverin, Panel Secretaries from Mobil Oil Canada Ltd., dated May 26, 1983; providing responses to questions raised at the public information sessions.

Compendium of Comments Received on Technical Review of Venture Development EIS, Volume I and II, June, 1983, issued by the Sable Island Environmental Assessment Panel.

A Study of the Potential Socio-Economic Effects Upon the Nova Scotia Fishing Industry from Offshore Petroleum Development, April, 1983, prepared by NORDCO Ltd., for the East Coast Petroleum Operators Association.

Panel letter to Mobil Oil, dated June 28, 1983, requesting additional information.

Venture Development Project Environmental Impact Statement Supplement, August, 1983, submitted to the Sable Island Environmental Assessment Panel, by Mobil Oil Canada Ltd.

Mobil Venture Proposed Pipeline Route Isaac's Harbour to Melford, Nova Scotia—Series of Maps, submitted by Mobil Oil Canada Ltd., August, 1983.

Toward a Fish Habitat Management Policy for the Department of Fisheries and Oceans—Discussion Paper, August, 1983.

Draft Fishermen's Compensation Policy and Scheme, October, 1983, prepared by the Fisheries Advisory Committee of the East Coast Petroleum Operators Association, tabled at the final public meetings by Mobil Oil Canada Ltd.

Transcripts of final public meetings held in Guysborough, September 25, 1983, Port Hawkesbury, September 26, 1983 and Halifax, October 11 to 14, 1983.

Compendium of Briefs Presented at the Public Meetings.

Socio-Economic support studies submitted to the Sable Island Environmental Assessment Panel by Mobil Oil Canada Ltd.

APPENDIX E

GLOSSARY OF SYMBOLS

ha	hectare
kg	kilogram
km	kilometre
km^2	square kilometre
m	metre
m^2	square metre
m^3	cubic metre
mm	millimetre
MPa	megapascal
ppb	parts per billion
ppm	parts per million
psi	pounds per square inch

APPENDIX F

DEFINITIONS

Benthic—of, pertaining to, or living on the bottom or at the greatest depths of a large body of water.

Biofouling—the encrustation of structures with living organisms such as barnacles, seaweeds and molluscs.

Microbiota—microscopic organisms, including animals, plants, bacteria, yeasts, fungi, etc, which are primarily single-celled, although some colonial forms and multi-celled organisms are included.

Pelagic—pertaining to water of the open portion of an ocean, above the abyssal zone and beyond the outer limits of the littoral zone.

ph—a term used to describe the hydrogen-ion activity of a system (0-7 is acid, 7 is neutral, 7-14 is alkaline).

Vortex Shedding—in the flow of fluids past objects, the shedding of fluid vortices periodically downstream from the restricting object (e.g. smokestacks, pipelines, orifices).

Zooplankton—microscopic animals which move passively in aquatic ecosystems.

APPENDIX G

ACKNOWLEDGEMENTS

The Panel would like to thank all those who participated in this review and in particular the following individuals:

Mr. W. Coulter	Panel Secretary
Mr. G. Riverin	Panel Secretary
Ms. D. McCready	Panel Information Officer
Mr. J. Clarke and Ms. C. Parent	Panel Secretariate

24

PROJET DE DÉVELOPPEMENT VENTURE

RAPPORT DE LA COMMISSION D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DE L'ÎLE DE SABLE

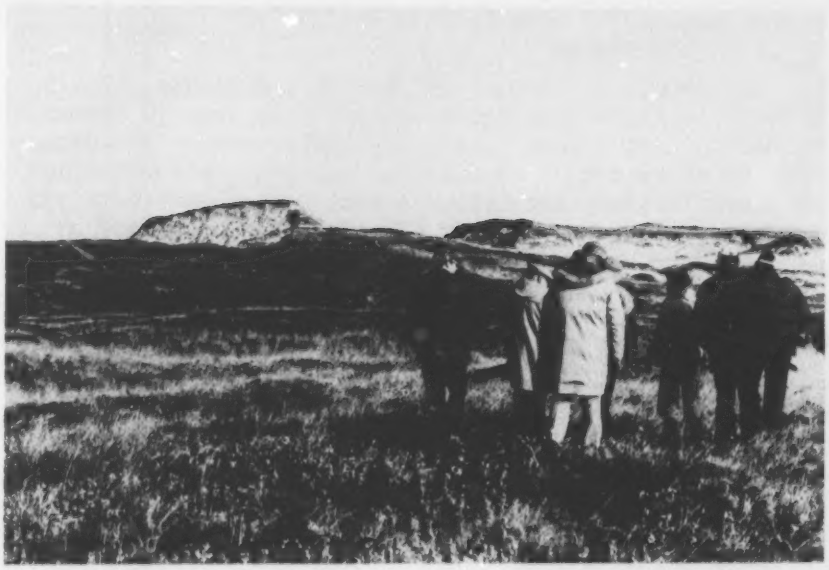
DÉCEMBRE 1983

Nova Scotia
Province de la Nouvelle-Écosse

Canada

Projet de développement Venture

Rapport de la Commission d'évaluation environnementale de l'Île de Sable



Nova Scotia

Province de la Nouvelle-Écosse

Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1983
N° de cat. En 105-29/1983E
ISBN 0-662-12899-0

Commission d'évaluation environnementale de l'Ile de Sable

L'honorable Charles Caccia
Ministre de l'Environnement
Ottawa (Ontario)

L'honorable George Moody
Ministre de l'Environnement
Halifax (Nouvelle-Écosse)

Messieurs les Ministres,

Conformément au mandat qui lui a été accordé, la Commission d'évaluation environnementale a terminé l'examen du projet de développement de Venture. Nous avons le plaisir de vous présenter le rapport de la Commission et de vous faire connaître les moyens grâce auxquels le projet peut être réalisé d'une manière acceptable pour l'environnement.

Tel que convenu, nous avons évalué les impacts du projet sur l'environnement et ceux de l'environnement sur le projet, tout en tenant compte des répercussions sociales. Nous avons également formulé des recommandations sur les impacts du projet en mer et sur terre. Les problèmes de sécurité associés aux plates-formes, aux gazoducs, au terminal et à l'usine à gaz ont aussi été abordés au cours de l'examen.

Nous avons enfin cru bon d'ajouter certaines recommandations et observations supplémentaires sur le processus d'examen lui-même.

Nous vous prions d'agréer, Messieurs les Ministres, l'expression de nos sentiments distingués.

P. Paradine

L. Peddle

Co-Présidents
Commission d'évaluation environnementale de l'Île de Sable

Canada

Nova Scotia

Province of Nova Scotia

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ 1

1.0 HISTORIQUE DU PROJET ET DE L'EXAMEN 3

1.1 Description du projet 3

1.1.1 Forage de développement 4

1.1.2 Installations de production en mer 4

1.1.2.1 Plates-formes de têtes de puits 4

1.1.2.2 Plates-formes de production 5

1.1.2.3 Plates-formes d'habitation 5

1.1.3 Gazoduc sous-marin 5

1.1.4 Terminal maritime 5

1.1.5 Gazoducs à terre 5

1.1.6 Usine de traitement de gaz 7

1.2 Le processus d'examen environnemental 7

1.2.1 Renvoi 7

1.2.2 Commission d'évaluation environnementale 8

1.2.3 L'examen 8

1.3 Questions relatives au processus 10

1.3.1 L'Énoncé d'incidences environnementales (ÉIE) 10

1.3.2 Portée de l'examen 11

1.3.3 Examen par deux commissions 11

2.0 LA PLATE-FORME EN MER 12

2.1 Éruption de gaz et de condensat 12

2.1.1 Données de base 12

2.1.2 Probabilité d'une éruption 12

2.1.3 Impacts éventuels 12

2.2 Boues de forage 13

2.3 Impacts de l'environnement sur la plate-forme 13

2.3.1 Glace de mer et icebergs 13

2.3.2 Activité sismique 14

2.3.3 Vagues 14

2.4 Sécurité 15

2.4.1 Sécurité des travailleurs 15

2.4.2 Recherche et sauvetage 16

3.0 LE GAZODUC SOUS-MARIN 17

3.1 L'intégrité du gazoduc 17

3.1.1 Effets des engins de pêche 17

3.1.2 Force des vagues et des courants, topographie du fond 18

3.1.3 Labourage du fond de la mer par les icebergs 18

3.1.4 Impacts éventuels d'une rupture du gazoduc 19

3.2 Tracé du gazoduc 19

3.3 Fluide d'essai hydrostatique sous pression 20

4.0 PÊCHES EN MER 22
4.1 Perturbations pendant la pose du gazoduc 22
4.2 Gêne des opérations de pêche par le gazoduc 22
4.3 Impacts des hydrocarbures sur les pêches 23
4.3.1 Altération des prises 23
4.3.2 Poissons juvéniles 23
5.0 IMPACTS SUR LE LITTORAL 24
5.1 Construction du gazoduc 24
5.2 Incidences des rejets d'hydrocarbures 25
6.0 PERTURBATION DE LA NAVIGATION 26
7.0 DÉBRIS SUR LE FOND MARIN 26
8.0 INDEMNISATION DES PÊCHEURS 27
9.0 OISEAUX DE MER 28
9.1 Bruit et autres perturbations 28
9.2 Mazoutage 28
10.0 ÎLE DE SABLE 29
11.0 LE GAZODUC À TERRE 30
11.1 Sécurité 30
11.2 Conflits dans l'utilisation des ressources 31
11.2.1 Foresterie 31
11.2.2 Faune 31
11.2.3 Ressources en eau 32
11.2.3.1 Traversées de cours d'eau 32
11.2.3.2 Envasement des cours d'eau 32
11.2.3.3 Réserves en eau 32
11.2.4 Résumé 33
11.3 Drainage acide 33
11.4 Gestion des détritus et remise en état du terrain 34
11.4.1 Élimination des détritus 34
11.4.2 Mines d'or abandonnées 34
11.5 Fluide d'essais hydrostatiques 34
12.0 TERMINAL MARITIME ET USINE DE TRAITEMENT DE GAZ 36
12.1 Terminal maritime 36
12.2 Usine de traitement de gaz 36
13.0 SURVEILLANCE, SUIVI ET PLANIFICATION À LONG TERME 38
13.1 Surveillance 38
13.2 Suivi 39
13.3 Planification à long terme 40
14.0 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES CONCLUSIONS 41
15.0 RECOMMANDATIONS 42

ANNEXES 47

(A) Termes du Mandat donné par les ministres fédéral et provincial de l'Environnement 48
(B) Biographie des membres de la Commission 50
(C) Participants à l'examen public 51
(D) Bibliographie 56
(E) Remerciements 57

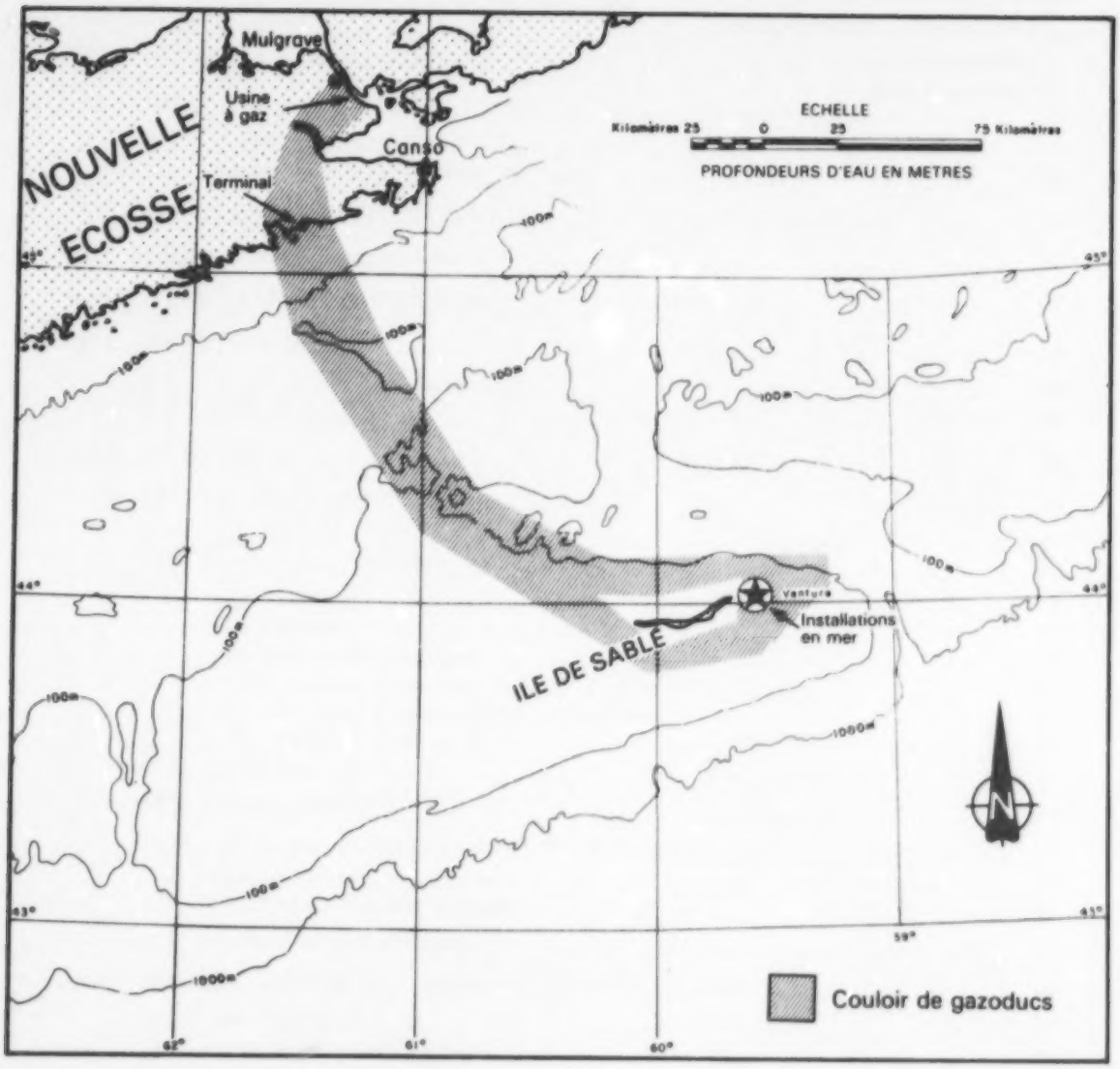


Figure 1 — Situation générale des installations du projet Venture

RÉSUMÉ

Ce rapport fait état des résultats de l'examen par une Commission d'évaluation environnementale du projet de production de gaz naturel et de condensat du gisement Venture, près de l'Île de Sable, au large de la côte de la Nouvelle-Écosse. Le promoteur du projet est la Mobil Oil Canada Ltd.

Le projet comporte l'aménagement de plates-formes en mer, et le transport de gaz et de condensat vers une usine de traitement de gaz par un gazoduc sous-marin, ainsi que l'aménagement d'un terminal maritime et d'un système de pipelines terrestre. On estime que les réserves sont suffisantes pour une production de 18 ans à raison de 11 millions de mètres cubes par jour.

Au printemps de 1983, après réception de l'Énoncé d'incidences environnementales (ÉIE), la Commission a tenu des séances d'information publiques en divers endroits de la Nouvelle-Écosse. Les commentaires formulés par le public et divers organismes techniques ont relevé plusieurs lacunes dans l'ÉIE. Le promoteur a donc été prié de répondre à ces critiques et de fournir des renseignements additionnels. Après réception du Supplément de l'ÉIE, fin août, la Commission a tenu des réunions publiques à Guysborough, Port Hawkesbury et Halifax.

Le présent rapport expose les conclusions de la Commission au sujet des principales préoccupations soulevées pendant l'examen ainsi que ses recommandations concernant les moyens par lesquels le projet peut être réalisé d'une manière acceptable pour l'environnement.

Selon la Commission, il existe un risque important d'éruption pendant le développement et la production du gisement Venture. Une éruption majeure pourrait tuer des poissons juvéniles dans la région de l'Île de Sable et altérer les prises commerciales. À cause des perturbations que le projet pourrait entraîner pour les activités de pêche, il a également été recommandé d'établir des mécanismes d'indemnisation avant d'entreprendre les travaux de réalisation. Des indemnités sont également recommandées en cas de pertes attribuables à la construction.

Pour faire face aux dangers d'incendie lors d'une éruption, la Commission recommande de prévoir les mesures de prévention et de contrôle d'incendie qui s'imposent. L'action des vagues étant également très préoccupante, la Commission croit qu'il faut poursuivre les études nécessaires pour que le projet soit conçu en conséquence. D'autres impacts éventuels de l'environnement sur le projet ont donné lieu à diverses recommandations concernant les activités sismiques et la glace. Par ailleurs, le rapport aborde les questions de la coordination de la recherche et du sauvetage et souligne la nécessité d'assurer une formation en sécurité.

Comme il est apparu qu'une avarie du gazoduc sous-marin était probable, la Commission recommande que celui-ci soit enfoui partout où cela est possible. Cette mesure éviterait par le fait même tout dommage éventuel aux engins de pêche. La Commission estime que les impacts environnementaux importants d'une avarie éventuelle du gazoduc, pendant la construction ou en cas de fuites, se feraient sentir sur le littoral et fait donc plusieurs recommandations à ce sujet.

Pour le gazoduc à terre, la Commission conclut qu'un tracé acceptable pour l'environnement peut s'insérer dans le couloir proposé par Mobil, mais recommande quand même de consulter les responsables de la gestion des ressources avant d'établir le tracé définitif. Elle recommande également d'étudier davantage les moyens d'atténuer les problèmes de drainage acide dans les roches minéralisées que le gazoduc doit traverser. Les problèmes de sécurité engendrés par le gazoduc à terre, par le terminal maritime et par l'usine de traitement de gaz devraient aussi être examinés en détail par les responsables de la réglementation.

Les autres problèmes abordés concernent les boues de forage, les fluides d'essais hydrostatiques, la perturbation de la navigation et les effets du projet sur l'Île de Sable et les oiseaux de mer.

Une condition générale concernant la réalisation du projet est la mise au point de plans d'urgence et de programmes de surveillance. Les éléments qui devraient faire partie de ces plans et programmes sont énumérés tout au long du rapport de la Commission.

La Commission recommande aussi fortement de déployer des efforts particuliers pour poursuivre les consultations auprès du public à mesure que de nouvelles informations seront fournies par le promoteur. Elle fait enfin plusieurs recommandations au sujet du processus d'examen lui-même en vue de faciliter l'évaluation des projets futurs et d'encourager la planification à long terme.

1.0 HISTORIQUE DU PROJET ET DE L'EXAMEN

1.1 Description du projet

Le projet de développement Venture porte sur la mise en valeur du gisement de gaz naturel Venture au large des côtes de la Nouvelle-Écosse en vue de la production de gaz et de condensat à raison d'environ 11 millions de m^3 par jour. Ce projet comporte le transport du gaz et du condensat à l'usine de traitement de gaz par gazoduc sous-marin, ainsi que l'exploitation d'un terminal maritime et d'un réseau de gazoducs terrestres. Mobil Oil Canada Limited, le promoteur du projet, travaille en collaboration avec Petro-Canada Resources Incorporated, Texaco Canada Resources Limited, Nova Scotia Resources Limited et East Coast Energy Limited.

Le gisement Venture couvre une superficie d'environ 38 km^2 sur le plateau de Scotian, à environ 210 km au large de la côte est de la Nouvelle-Écosse et à 16 km à l'est de l'extrémité nord-est de l'Île de Sable (figure 2).

Les travaux d'exploitation ont en fait commencé dès 1959 près de l'Île de Sable, année où Mobil y a effectué

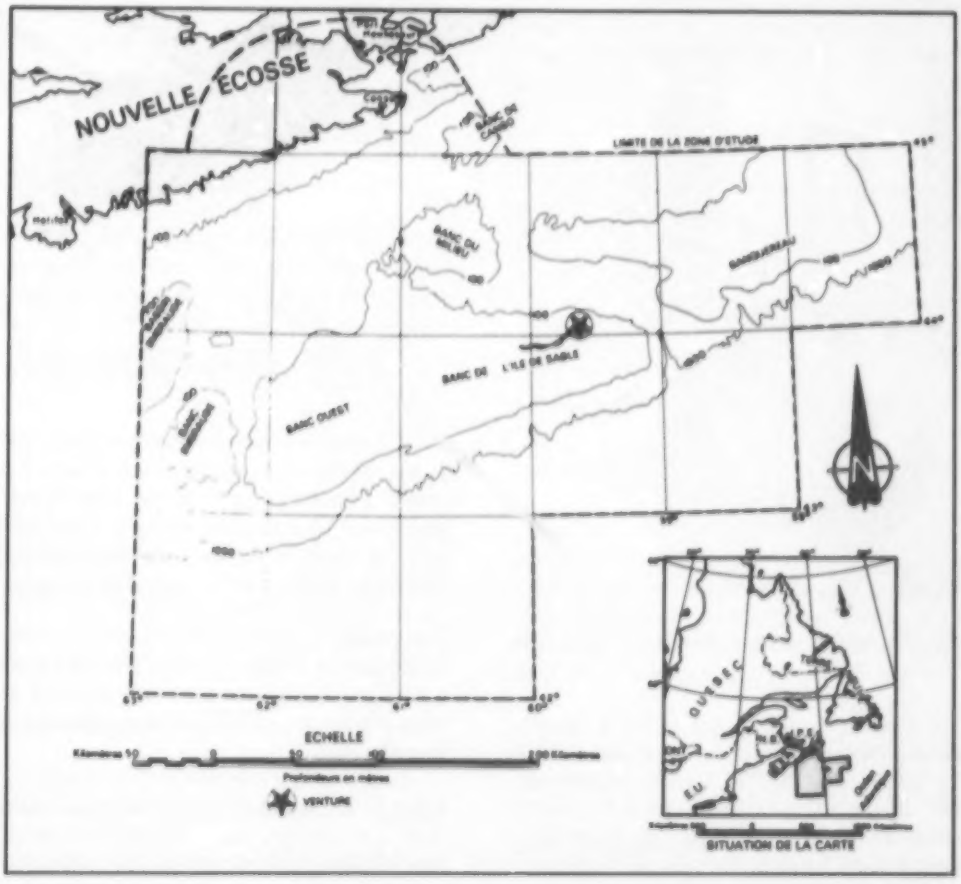


Figure 2 — Emplacement du champ Venture

de la prospection sismique. En 1967, la compagnie a foré un puits d'exploration sur l'île et y a découvert des quantités non commerciales de gaz ainsi que des traces d'hydrocarbures. En mai 1979, Mobil a terminé le puits d'exploration de Venture, le Venture D-23. Deux puits d'évaluation, les puits B-13 et B-43, étaient à leur tour terminés en avril 1982. Dans les deux, du gaz et des condensats ont été découverts. Les réserves de gaz du gisement Venture sont évaluées à 72 milliards de m^3 d'après les données de l'Énoncé d'incidences environnementales (ÉIE).

1.1.1 Forage de développement

Mobil prévoit qu'il lui faudra environ 2.5 ans pour forer les 16 à 20 puits nécessaires à l'exploitation du gisement Venture. Le forage de production devrait commencer vers 1984 et pourrait nécessiter jusqu'à quatre installations de forage auto-élévatrices de type cantilever (figure 3) sur une base d'exploitation annuelle.

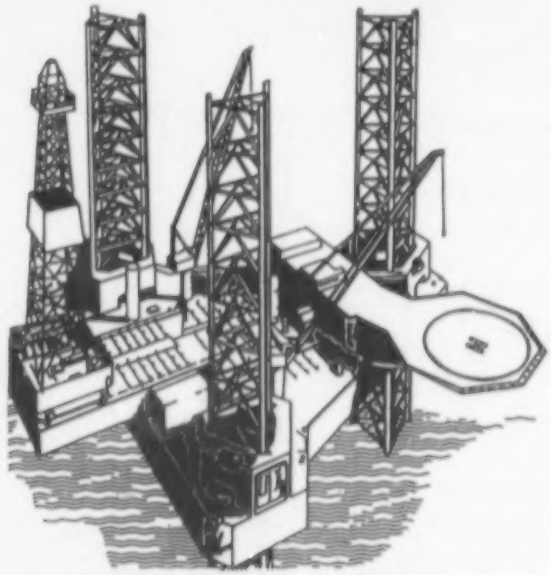


Figure 3 — Installation type de forage auto-élévatrice cantilever

Mobil doit d'abord installer les châssis de guidage sur le fond marin et y ancrer l'équipement à l'aide de piles, ces châssis servant de guides pour le forage. Les plates-formes de forage seront ensuite mises en place et le forage commencera. Mobil prévoit forer deux groupes de cinq puits chacun dans le secteur est du gisement et deux groupes de trois puits dans le secteur ouest. Au besoin, un puits supplémentaire pourra être ajouté à chacun des quatre groupes de têtes de puits pour compenser le manque à produire éventuel de certains puits.

Deux navires d'approvisionnement desserviront chacune des unités de forage auto-élévatrices et le transport du personnel sera effectué par hélicoptère.

1.1.2 Installations de production en mer

Le promoteur prévoit construire deux complexes au large. Chacun de ces complexes devrait comprendre deux plates-formes de têtes de puits, une plate-forme de production, une torchère d'urgence et une plate-forme d'habitation (figure 4). Une zone d'exclusion de 1000 m sera établie autour de chaque complexe.

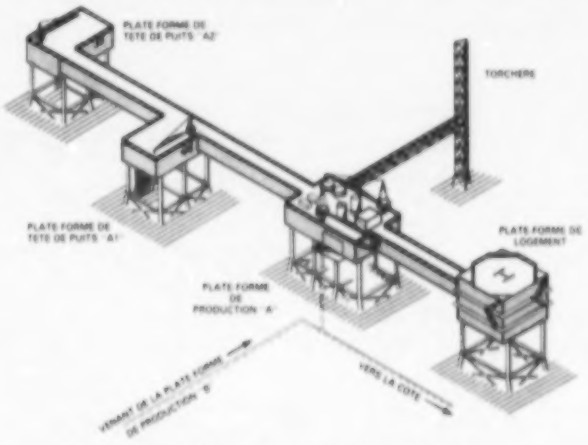


Figure 4 — Installation type de production en mer

Trois types de plates-formes ont été envisagés pour le projet Venture: la plate-forme d'acier sur piles, la plate-forme à embase-poids et la plate-forme flottante. La préférence va à la plate-forme d'acier qui a déjà fait ses preuves, notamment dans le sud de la mer du Nord, milieu semblable à celui du gisement Venture.

Ces plates-formes à armature d'acier sont en outre peu coûteuses et faciles à construire. La plate-forme repose sur une armature en acier tenue en place par de longues piles d'acier concentriques enfoncées dans le fond de la mer (figure 5).

1.1.2.1 Plates-formes de têtes de puits

Les plates-formes de têtes de puits remplaceront les unités de forage auto-élévatrices et serviront de structures de soutien pour les tubes-guides des puits. Chaque

plate-forme comptera deux ponts d'environ 360 m² chacun et reposera sur six montants. Les puits seront reliés à la plate-forme de production par des conduites d'écoulement passant par des montages d'interconnexion.

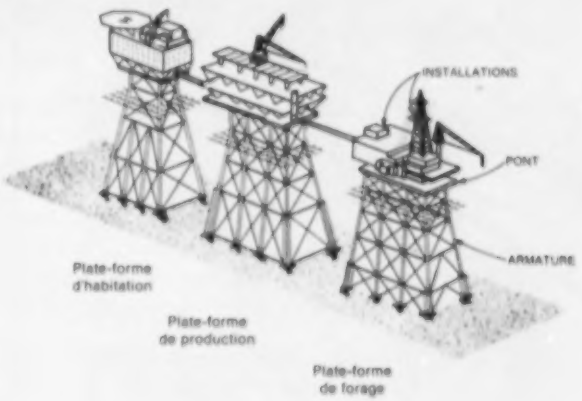


Figure 5 — Détails de construction d'une plate-forme à structure en treillis

1.1.2.2 Plates-formes de production

Les plates-formes de production comprendront l'équipement nécessaire pour les premiers traitements du gaz. Il s'agira de structures à huit montants comprenant deux ponts d'environ 1100 m² chacun. Les premiers traitements effectués en mer comprendront l'extraction de l'eau et des particules lourdes, telles que le sable.

1.1.2.3 Plates-formes d'habitation

La plate-forme d'habitation reposera sur quatre montants et comportera trois ponts d'environ 400 m² chacun. Une hélisurface sera aménagée au-dessus de l'aire d'habitation. En plus d'unités de logement pouvant accueillir 50 personnes en temps normal et 25 personnes supplémentaires en cas de besoin, cette plate-forme abritera des entrepôts.

1.1.3 Gazoduc sous-marin

Le gaz et le condensat seront transportés à terre dans un seul gazoduc à écoulement diphasique de 914 mm. Ce gazoduc pourra fonctionner à une pression de 14.9 MPa (2235 livres par pouce carré), compte tenu d'une pression d'exploitation nominale inférieure à 12.4 MPa (1860 livres par pouce carré), et pourra transporter un maximum d'environ 14 millions de m³ par jour de gaz et 4770 m³ par jour de condensat. Ce gazoduc en acier sera revêtu de béton armé afin d'en assurer la flottabilité négative.

Le couloir sous-marin reliant le gazoduc du gisement Venture au terminal maritime s'étend sur environ 210 km et sa profondeur maximale ne devrait pas dépasser 125 m. Le promoteur prévoit enfouir le gazoduc dans le fond de la mer à ses deux extrémités et ailleurs, au besoin, dans le but de le stabiliser. Toutefois, selon l'ÉIE de Mobil Oil, la majeure partie de la conduite sera simplement posée sur le fond. Le gazoduc sera équipé de détecteurs de fuite appropriés ainsi que de l'équipement de purge et d'arrêt prescrit par les divers codes, directives et règlements du gouvernement et de l'industrie.

1.1.4 Terminal maritime

Le terminal maritime (figure 6) occuperait une superficie d'environ deux ha et serait aménagé aux environs de Dung Cove près de Country Harbour, dans le comté de Guysborough.

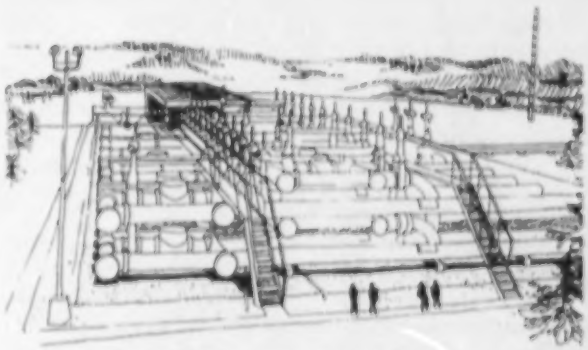


Figure 6 — Terminal maritime

La principale fonction de ce terminal maritime ou piège à condensat est de séparer le gaz et le liquide. En effet, un certain volume de liquide se forme par condensation dans le gazoduc sous-marin et est charrié avec le gaz, généralement sous forme de condensat.

Le piège à condensat sépare le gaz et le liquide par gravité et les achemine dans deux conduites distinctes vers l'usine de traitement de gaz.

1.1.5 Gazoducs à terre

Après avoir été séparés dans le terminal maritime, le gaz et le condensat seront acheminés sur une distance

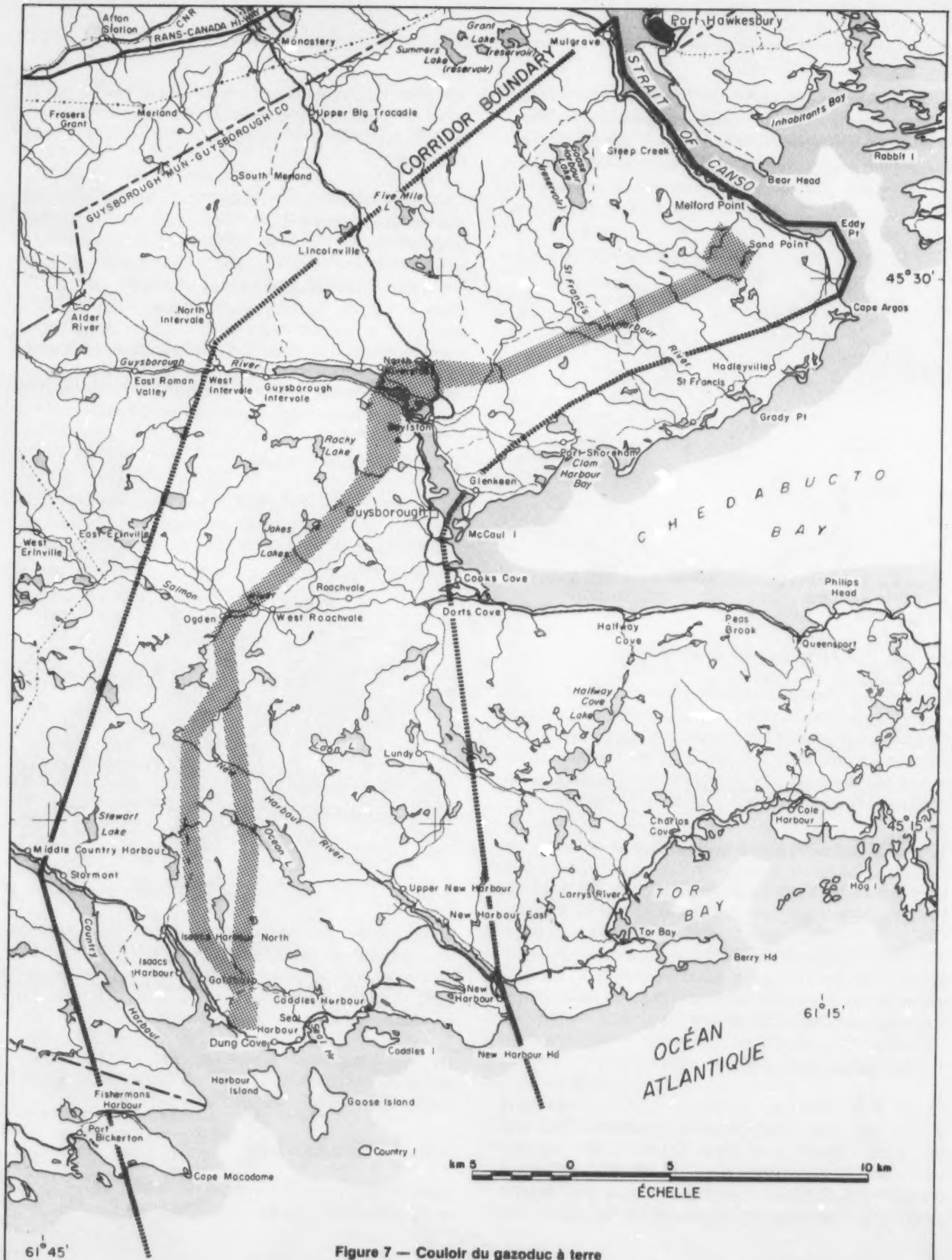


Figure 7 — Couloir du gazoduc à terre

d'environ 65 km jusqu'à l'usine de traitement de gaz située près du détroit de Canso (figure 7). Le système de transport préféré consiste en deux pipelines à écoulement diphasé ayant chacun une pression nominale de 14.9 MPa (2235 livres par pouce carré), la pression de livraison minimale étant de 7.3 MPa (1095 livres par pouce carré) à l'usine. Le gazoduc aura un diamètre de 610 mm et le pipeline à condensat, un diamètre de 324 mm.

Là où l'épaisseur du sol est suffisante, les deux pipelines seront enfouis dans des tranchées séparées d'environ 4 m. Dans les endroits où le creusage des tranchées nécessite un dynamitage, une seule tranchée pourra être creusée, pourvu que les conduites y soient séparées d'au moins 1 m. Une fois les pipelines enfouis, les débris seront transportés vers une décharge autorisée et l'emprise sera consolidée et reboisée.

Des vannes de sectionnement seront installées conformément aux prescriptions du Règlement sur les pipelines de l'Office national de l'énergie.

1.1.6 Usine de traitement de gaz

Le promoteur prévoit aménager l'usine de traitement de gaz sur une superficie d'environ 145 ha dans le parc industriel de la région de Melford Point dans le comté de Guysborough.

L'usine a trois fonctions: la séparation du condensat et du gaz, la stabilisation du liquide et le fractionnement du condensat. L'installation de séparation doit extraire une partie des hydrocarbures lourds contenus dans le gaz et produire ainsi des gaz commerciaux (méthane et éthane) qui seront vendus directement sur le marché. L'installation de stabilisation du liquide assure l'ébullition des fractions légères du liquide et les renvoie au courant gazeux; elle produit ainsi un liquide stabilisé d'une pression de vapeur définie. Une fois stabilisés, les liquides extraits du gaz naturel peuvent soit être vendus sous forme de produit de mélange brut de gaz naturel liquide, soit être fractionnés pour donner divers hydrocarbures liquides, tels que du propane, du butane et des pentanes plus.

1.2 Le processus d'examen environnemental

1.2.1 Renvoi

L'Accord Canada-Nouvelle-Écosse de mars 1982 sur la gestion des ressources pétrolières et gazifères situées au large des côtes prévoit un processus d'examen public (article 7) et un processus mixte d'examen des évaluations environnementales (article 8), conformes aux exigences du Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement et aux exigences de la Nouvelle-Écosse en matière d'évaluation environnementale. Ces deux articles prévoient donc un examen par deux commissions distinctes. L'article 7 a donné lieu à la création du Comité d'évaluation socio-économique, rebaptisé par la suite Commission d'évaluation socio-économique.

Bien que l'Accord ait préparé le terrain pour deux processus d'examen public, ce n'est que dans la lettre de renvoi adressée le 21 septembre 1982 par l'honorable Jean Chrétien, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, à l'honorable John Roberts, alors ministre de l'Environnement, que les détails de ces processus ont commencé à être connus. Cette lettre faisait écho à un échange de lettres avec des ministres du gouvernement de la Nouvelle-Écosse. Le projet renvoyé pour examen en septembre 1982 était celui de la production de gaz naturel et de condensat dans la région de l'Île de Sable (figure 8).

Dans sa lettre de renvoi, le ministre suggère que la Commission d'évaluation environnementale soit composée de quatre membres, deux de chaque domaine de compétence, et qu'un membre de chaque administration agisse à titre de co-président. L'objectif et la portée de l'examen sont également mentionnés dans la lettre et ont par la suite été inclus dans le mandat donné à la Commission par les ministres fédéral et provincial de l'Environnement (voir annexe A).

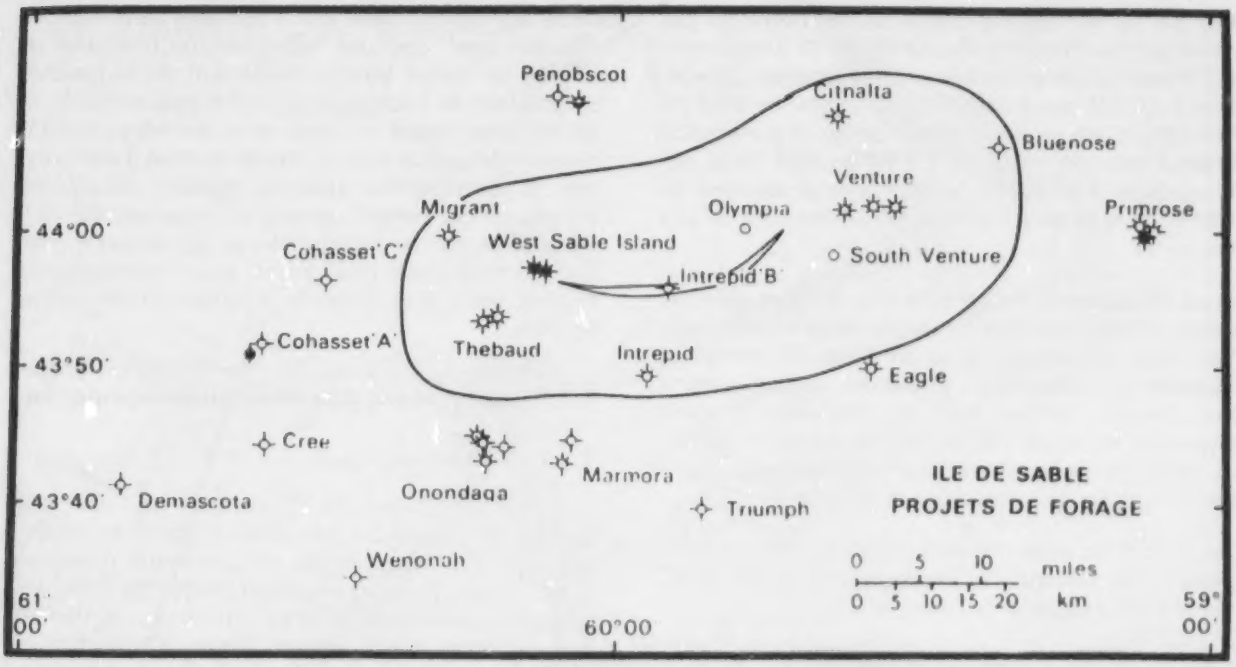


Figure 8 — Zone de découvertes importantes de gaz naturel

La lettre de renvoi souligne également la nécessité d'une collaboration entre la Commission d'évaluation environnementale et la Commission d'évaluation socio-économique notamment pendant la tenue de réunions publiques. Le ministre suggère également à la Commission d'évaluation environnementale de consulter le Comité consultatif Canada-Nouvelle-Écosse sur les pêches.

1.2.2 Commission d'évaluation environnementale

La Commission a été créée par les ministres de l'Environnement le 4 novembre 1982. Les membres en sont Philip Paradine (co-président), Leo Peddle (co-président), Robert Burgess et Lewis Day. On trouvera la biographie de chacun d'eux à l'annexe B.

1.2.3 L'examen

Le mandat de la Commission était de déterminer les moyens grâce auxquels le projet peut être réalisé d'une manière acceptable pour l'environnement. L'examen doit porter sur toutes les questions relatives à l'exploitation de gisements de gaz naturel, au transport du gaz et des liquides vers la côte et vers les principales installations de service associées à la production du gaz et des condensats dans la région de l'Île de Sable (figure 8). Les ministres ont également demandé à la Commission d'étudier en profondeur l'impact de l'environnement sur le projet, l'impact du projet sur l'environnement, ainsi que toutes les répercussions sociales qui peuvent en découler. La lettre de renvoi souligne qu'il serait souhaitable que la durée de l'examen ne dépasse pas 12 mois.

Il est cependant apparu évident, au cours de l'examen, que le projet de développement Venture était le seul projet commercial de la région et que l'examen ne pouvait porter que sur ce projet précis. L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) a confirmé que les seuls renseignements qui pourraient être réunis pendant la période d'examen seraient inclus dans l'ÉIE pour Venture.

Une fois son mandat défini, la Commission a rédigé et publié des procédures de fonctionnement établissant les principes généraux et les diverses étapes du processus d'examen public. Ces procédures ont été conçues de façon à pouvoir servir de guide aux divers participants à l'examen.

Le secrétariat de la Commission a ensuite communiqué avec divers groupes d'intérêt public et d'organisations communautaires d'un certain nombre d'agglomérations situées le long des côtes sud et est, dans le détroit de Canso, ainsi que dans la région de Sydney et de Halifax-Dartmouth afin de les informer de la tenue de l'examen. Les documents présentés à la Commission ou rédigés par elle ont été mis à la disposition du public dans 18 centres d'information et ont également été postés à environ 400 personnes.

La Commission a préparé un projet de directives devant servir au promoteur à préparer un ÉIE. Le 16 novembre 1982, ces directives ont été distribuées au public et aux participants à l'examen. Des avis ont été publiés dans les journaux de la Nouvelle-Écosse invitant les intéressés à présenter par écrit à la Commission, avant le 31 décembre de la même année, leurs commentaires au sujet du projet de directives. Dix mémoires, qui demandaient certaines modifications ont été reçus. Le 21 janvier 1983, la Commission remettait à Mobil Oil la version finale de ces directives dans lesquelles il était tenu compte des commentaires présentés.

L'ÉIE a été présenté à la Commission le 28 mars 1983 et le secrétariat l'a distribué aux participants à l'examen, notamment les organismes gouvernementaux intéressés, les groupes d'intérêts et les particuliers. L'ÉIE ainsi que les divers documents à son appui ont également été distribués dans les centres d'information répartis dans toute la province. Des avis ont été publiés dans les journaux de Nouvelle-Écosse, indiquant le début de l'examen de l'ÉIE, la date et les détails des séances d'information publiques, ainsi que la date limite pour soumettre des commentaires écrits sur l'ÉIE en question.

La Commission a également retenu les services de quatre conseillers indépendants pour examiner certains aspects précis de l'ÉIE et des documents connexes, et lui donner leur avis sur la pertinence des renseignements présentés, compte tenu des exigences précisées dans les directives. Ces experts techniques étaient MM. William Ford (océanographie), Ian McLaren (écologie), Douglas Napier (sécurité et analyse des risques) et William Bowes (génie en pipelines).

Entre le 30 avril et le 5 mai 1983, la Commission a tenu des séances d'information publiques à Sheet Harbour, Guysborough, Sydney, Port Hawkesbury, Halifax et Bridgewater. Le but de ces séances d'information était de donner aux participants à l'examen l'occasion de poser des questions au sujet du projet et d'aider les participants à préparer leurs commentaires concernant l'ÉIE. Ces séances ont été tenues conjointement avec la Commission d'évaluation socio-économique. Environ 500 personnes y ont participé. Les procès-verbaux de ces séances d'information (598 pages) ont été distribués dans les centres d'information ainsi qu'aux divers participants à l'examen.

À la suite de l'examen de l'ÉIE, achevé en juin 1983, la Commission a reçu 28 mémoires, dont sept provenaient des experts techniques qu'elle avait engagés, cinq d'organismes gouvernementaux, 13 de groupes d'intérêts publics et trois de particuliers. Un recueil de ces mémoires a été publié à la fin du mois de juin 1983.

La Commission a examiné les commentaires, et, le 28 juin 1983, elle demandait à la compagnie de lui donner d'autres renseignements concernant les pêches, les installations à terre et l'alignement des pipelines terrestres, la main-d'oeuvre et la sécurité publique, la recherche et le sauvetage, ainsi qu'au sujet de la nature et de la portée des processus d'examen postérieurs à celui de la Commission. Elle la priait en outre de répondre à tous les commentaires reçus. Le 19 août Mobil remettait à la Commission un Supplément de l'ÉIE qui a été immédiatement distribué à tous les participants. Les détails concernant la date et l'emplacement des réunions publiques ont été annoncés le 30 août 1983 en même temps que les sujets à discuter et les procédures de ces réunions.

Des réunions communautaires ont été tenues à Guysborough, le 25 septembre, et à Port Hawkesbury, le 26 septembre alors que quatre journées de réunions techniques ont été tenues à Halifax du 11 au 14 octobre. Plusieurs sujets ont été abordés à Halifax: incidences environnementales et sécurité des installations en mer;

incidences environnementales et sécurité des installations à terre; incidences du projet sur les pêches; surveillance, contrôle, mesures à prendre, et la planification future. Une séance générale était également prévue à Halifax. Le but de ces réunions publiques était de donner aux participants une dernière occasion de faire valoir leur point de vue au sujet du projet à l'étude. Environ 550 personnes ont assisté à ces six jours de réunion. Les procès-verbaux (788 pages) ont été distribués dans les centres d'information.

Quarante présentations ont été faites devant la Commission pendant ces réunions publiques (annexe C). Des cadres de Mobil, d'Environnement Canada (MDE), du ministère des Pêches et des Océans (MPO) et de Transports Canada (MDT) assistaient à toutes les réunions publiques. Des cadres du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (MER) ont également participé à la session dont le sujet de discussion était les incidences environnementales et la sécurité des installations situées en mer. Bien que les représentants de l'APGTC eussent été invités à assister à ces réunions, l'invitation a été déclinée.

Grâce aux divers documents écrits qu'elle a reçus, aux présentations faites au cours des réunions publiques, et aux quelques visites qu'elle a effectuées sur les lieux, la Commission a pu se faire une meilleure idée de l'éventail des aspects techniques du projet et des opinions du public au sujet de celui-ci. Une bibliographie figure à l'annexe D.

1.3 Questions relatives au processus

1.3.1 L'Énoncé d'incidences environnementales (ÉIE)

La plupart des examinateurs ont été d'avis que le projet de développement Venture pouvait être réalisé d'une manière acceptable pour l'environnement. Toutefois, selon de nombreux participants, l'ÉIE sous-estimait l'impact du projet sur le milieu et était inadéquat pour la prévision d'impacts environnementaux. Certains ont même cru que le processus d'examen serait discrédité. Ces critiques ont été faites en dépit de l'examen de l'Énoncé d'incidences environnementales coordonné par l'APGTC et le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse avant qu'il soit remis à la Commission.

Les participants ont été particulièrement troublés par le fait que l'ÉIE n'était pas conforme aux directives en tous points et que le promoteur n'a pas réussi à se justifier. Les directives exigeaient des renseignements détaillés et l'adoption d'une perspective écologique, alors que l'ÉIE n'abordait les impacts environnementaux et les mesures d'atténuation qu'en termes généraux.

Mobil a plaidé que le projet en était encore à un stade préliminaire et que cet examen public lui permettrait de tenir compte des facteurs environnementaux avant même que l'étape de la conception soit parachevée et que tous les sujets de préoccupation relevés pendant l'examen seraient pris en considéraion à mesure que le projet prendrait forme.

Suite à la réponse de Mobil aux demandes de renseignements supplémentaires de la Commission, les organismes d'examen technique ont accordé moins d'attention à la nature conceptuelle du projet. Cependant, la nécessité d'établir des processus de consultation publique et d'examen technique postérieurs au processus d'examen de la Commission a continué à être une préoccupation. Certains intervenants voulaient même

que la Commission continue à siéger une fois les détails du projet fournis. On traite de ces sujets à la section 13.2.

La Commission conclut que la faiblesse de l'ÉIE a causé un délai à la période d'examen et des difficultés sérieuses aux participants à l'examen. Bien que les renseignements supplémentaires aient compensé ces lacunes, la Commission croit nécessaire d'améliorer le processus afin de s'assurer que les ÉIE soumis à l'examen soient désormais de meilleure qualité.

La Commission estime également que les projets futurs devraient être soumis assez tôt pour que des instructions appropriées puissent être données aux promoteurs quant à la préparation de leurs études.

1.3.2 Portée de l'examen

On s'est montré préoccupé par le fait que la portée de l'examen ne couvrait pas la question du transport du gaz et des liquides vers les marchés. Le MDE estime que l'évaluation des diverses options de transport du gaz vers les marchés aurait dû recevoir plus d'attention dans l'ÉIE. Bien que la Commission comprenne bien la position du ministère, la question de transport du gaz vers les marchés n'est pas incluse dans son mandat.

1.3.3 Examen par deux commissions

La Commission d'examen des évaluations environnementales a travaillé de concert avec la Commission d'évaluation socio-économique et des procédures et un calendrier de réunions publiques ont été établis en conséquence. Les séances d'information publiques ont été tenues conjointement, et les deux Commissions étaient représentées aux réunions publiques. Les mémoires classés dans les dossiers de l'une des Commissions ont été échangés entre elles afin d'éviter aux participants l'obligation de les établir en double.

Bien que la coordination des activités des deux Commissions ait demandé des efforts considérables, la séparation des fonctions a tout de même été critiquée par le public. La Commission croit que cette préoccupation devrait être portée à l'attention des gouvernements.

2.0 LA PLATE-FORME EN MER

2.1 Éruption de gaz et de condensat

2.1.1 Données de base

Dans son ÉIE, Mobil dit que les impacts des éruptions de gaz et de condensat dans la colonne d'eau pendant le forage, la construction et l'exploitation seraient de mineures à négligeables. Mobil a déterminé que, dans le pire des cas, une éruption entraînerait un écoulement de 200 jours, comportant un rapport condensat-gaz élevé et un déversement de condensat d'environ 1000 barils par jour. Le panache ainsi produit a été modélisé pour une distance allant jusqu'à 80 km, point au-delà duquel la concentration de condensat tomberait à moins de 10 parties par milliard.

Mobil fournit également des données sur les concentrations extrêmes d'hydrocarbures à des fins de prévisions des impacts. Celles-ci varient de niveaux létaux pour les poissons dans la région immédiate à des niveaux entraînant la mortalité des larves et l'altération des poissons et des coquillages (exposition prolongée à 10 parties par milliard).

2.1.2 Probabilité d'une éruption

Mobil considère comme improbable une éruption dans le gisement Venture. Les statistiques présentées dans l'ÉIE indiquent qu'un pourcentage de 97.5 de tous les puits exploités au cours des dernières années n'ont connu aucun incident. Toutefois, comme Mobil se propose de forer au moins 16 puits, la possibilité d'une éruption doit être envisagée soigneusement.

À la demande de la Commission et ses experts techniques, Mobil a fourni les données suivantes dans son Supplément de l'ÉIE:

	Gulf Canada (1981)	Dahl *et al.* (1983)
Forage d'exploration	1 éruption/160 puits	1 éruption/125 puits
Forage de développement	1 éruption/344 puits	1 éruption/500 puits
Production	1 éruption/3617 puits-années	1 éruption/4000 puits-années

Aux réunions publiques, on a demandé à Mobil de calculer la probabilité d'une éruption dans le gisement Venture. Au moyen des chiffres de Dahl, Mobil a établi que, pour le forage de développement et 18 années de production, les risques d'éruption s'élèveraient à 15 pour cent (1 pour 6.6) et les risques d'éruption avec incendie à 3.3 pour cent (1 pour 30). L'expert technique de la Commission a fait remarquer que les risques au gisement Venture ne dépasseraient probablement pas ces chiffres. Il a également été souligné que les incidents ne comporteraient pas tous un scénario d'éruption extrême.

2.1.3 Impacts éventuels

Dans son ÉIE, Mobil dégage les impacts éventuels des éruptions de gaz et de condensat comme suit: effets létaux et sub-létaux sur le zooplancton et la communauté d'organismes encrassants, effets des nappes minces sur les oiseaux de mer, nappes de condensat atteignant l'Île de Sable, et interruption de la pêche, altération des prises et encrassement des filets.

Dans tous les cas, Mobil estime que les impacts seront mineurs et que les impacts persistant après les mesures d'atténuation seront négligeables. Mobil ne donne aucun détail au sujet de mesures d'atténuation particulières dans son ÉIE, mais précise qu'elles seront mieux décrites dans son plan d'urgence en cas d'éruption. Il est apparu que, même si le promoteur entend maîtriser l'éruption à la source ou, au besoin, forer un puits d'intervention, le nettoyage des zones affectées et des oiseaux encrassés est la seule mesure que Mobil juge réalisable.

Mobil considère que les facteurs les plus importants concernant l'évolution et le comportement des fuites de condensat causées par des éruptions dans le gisement Venture sont la faible concentration de condensat et sa rapide dilution ultérieure dans la colonne d'eau ou l'atmosphère. Bien que cela soit considéré comme aidant à réduire au minimum les impacts environnementaux, Mobil reconnaît qu'il y a risque d'incendie.

La Commission conclut qu'il existe une forte possibilité d'éruption d'un puits pendant le développement et la production du gisement Venture et qu'il pourrait en résulter des risques d'incendie majeurs ainsi que des incidences environnementales. Il faut mettre au point

des plans d'urgence avant le forage de développement en tenant compte de ces risques. La conception des plates-formes doit prévoir des mesures de protection contre les incendies dans toute la mesure du possible. Les impacts environnementaux particuliers sont étudiés en détail plus loin dans le présent chapitre.

2.2 Boues de forage

Les forages de Venture nécessitent le recours à des boues de forage à base d'eau, mais les puits de développement utiliseront probablement aussi des boues à base d'huile. Dans son ÉIE Mobil estime que les incidences des boues de forage pendant le forage de développement et la production seront mineures ou négligeables, selon la base.

Mobil a effectué des tests de toxicité pour les trois types de boues de forage à l'étude: boues à base d'eau, boues à base d'huile de faible toxicité et boues à base d'huile ordinaire. Les études ont indiqué que, pour les boues à base d'eau et à base d'huile de faible toxicité, les concentrations des déversements d'exploitation et des rejets en vrac dans les panaches auraient des incidences négligeables. Les études au sujet des boues de forage à base d'huile ordinaire indiquent que des incidences mineures pourraient affecter les organismes benthiques, les organismes encrassants et les poissons qui se trouvent dans la région immédiate pendant une période prolongée.

Dans son Supplément de l'ÉIE, Mobil reconnaît la menace d'incidences biologiques liées à l'élimination de boues de forage à base d'huile ordinaire et propose deux mesures d'atténuation possibles: nettoyage à l'eau huileuse ou utilisation de fluides de forage à base d'huile non toxique. Cependant aucun engagement précis n'a été fait. Mobil a simplement indiqué, lors des réunions publiques, que la meilleure technologie connue serait utilisée pour le forage de développement, moyennant approbation de l'APGTC.

Le MPO est toujours préoccupé par les effets néfastes d'une éruption éventuelle sur les organismes et les poissons benthiques près de la plate-forme de production, et sur les organismes vivant dans la région de l'Île de Sable. Le MDE et l'expert technique de la Commission soutiennent que Mobil devrait être tenue d'utiliser des boues non toxiques.

La Fédération canadienne de la nature (FCN) s'est montrée préoccupée par l'état lacunaire de nos connaissances scientifiques concernant les incidences cumulatives de l'élimination des fluides de forage, ignorance reconnue par Mobil dans son Supplément. La FCN a recommandé qu'un comité soit chargé de faire une étude détaillée des rejets chroniques dans la région de Venture pour que des données scientifiques puissent être réunies pour Venture et aussi pour les projets futurs. Elle a aussi recommandé que seules des boues de forage à base d'eau et de faible toxicité soient permises dans le gisement Venture. S'il devenait nécessaire d'utiliser des boues à base d'huile, Mobil devrait les recycler, dans la mesure du possible, et les éliminer à terre, dans des endroits approuvés.

La Commission conclut que l'élimination en mer de boues de forage à base d'huile pourrait nuire à l'environnement et qu'il faudrait utiliser des boues à base d'eau ou d'huile de faible toxicité chaque fois que possible. Si des boues de forage à base d'huile devaient être utilisées, elles devraient être éliminées à terre dans des endroits adéquats. Elle conclut également que la surveillance des déchets de forage, dont les boues, s'impose pour déterminer quels seront les effets à long terme de l'exploitation du gisement Venture.

2.3 Impacts de l'environnement sur la plate-forme

2.3.1 Glace de mer et icebergs

Une étude de la menace que la glace fait peser sur les systèmes de production et de transport ainsi qu'une étude des mesures d'intervention à prendre sont requises dans les directives. L'ÉIE de Mobil contient une description des conditions historiques de la glace de mer et des icebergs.

Certains commentaires reçus après les séances d'information publiques portaient sur les répercussions de la glace de mer et des icebergs. Selon le MER et le MPO, l'évaluation par Mobil des impacts possibles de la glace de mer est suffisante étant donné que la glace de mer qui se trouve dans la région étudiée est rare et dans un état de décomposition avancée. On a aussi fait remarquer que les icebergs sont rares dans la région, mais, comme on en a vu récemment, les incidences éventuelles devraient être envisagées. Le fait que la question des icebergs ne soit pas abordée dans l'étude a d'ailleurs été souligné. Les ministères ont tous deux recommandé que le promoteur étudie ce problème tant du point de vue historique qu'au moyen de la modélisation, en insistant sur des aspects tels que la taille des icebergs, les

dommages éventuels aux structures, les mesures de prévention, les critères de conception et la probabilité de labourage.

Mobil élargit l'étude des incidences éventuelles des icebergs dans le Supplément. Après avoir examiné la situation du point de vue historique, elle conclut que tous les labourages par iceberg existants sont des résidus d'érosion et que la faible probabilité d'incidences ne justifie pas un examen plus détaillé.

Le MER s'est montré préoccupé par les incidences éventuelles des icebergs sur les plates-formes au cours des réunions publiques. Selon ce ministère, on a peut-être trop insisté jusqu'à maintenant sur les incidences des glaces sur le fond marin au détriment des dommages que les icebergs risquent de causer aux plates-formes. Mobil a indiqué que, même si elle n'a pas examiné cette question particulière pour le plateau de Scotian, elle a quand même exécuté deux programmes de reconnaissance et étudié diverses techniques de remorquage des icebergs. La compagnie a déclaré qu'elle incorporerait les données ainsi recueillies dans ses plans d'urgence relatifs aux icebergs.

Un expert technique de la Commission a enquêté sur la menace que les glaces dérivantes font peser sur les plates-formes en mer. Selon Mobil, une fois les paramètres des courants, des vagues et des vents intégrés dans sa conception finale, elle pourra déterminer si la conception tient compte de la simultanéité de l'apparition de glaces dérivantes. Si cela est jugé nécessaire, elle incorporera les paramètres appropriés à ses études techniques.

La Commission conclut que le promoteur a évalué de façon adéquate la menace que les glaces font peser sur le projet; les plans d'urgence et la conception des plates-formes devraient cependant tenir compte des données qui seront recueillies au sujet des icebergs et de la glace de mer. Il faudra un programme de reconnaissance pour les icebergs pendant toute la durée du projet, même si la probabilité d'un incident est faible.

2.3.2 Activité sismique

Dans l'ÉIE, on affirme que le gisement Venture se trouve dans une zone de faible activité sismique. La compagnie fonde cette affirmation sur les résultats d'une étude de 1982, mais, étant donné que les facteurs géotechniques sont ponctuels, la question serait étudiée en détail plus tard.

Aux séances d'information publiques et dans les commentaires écrits à la Commission, la justesse de cette affirmation concernant la faible activité sismique de l'emplacement de Venture a été mise en doute. En effet, à moins de 200 kilomètres du gisement Venture se trouve une zone où les épicentres de tremblements de terre ont toujours été nombreux, dont celui de 1929 de 7.2 à l'échelle Richter.

Le MER a demandé d'autres renseignements concernant l'évaluation par Mobil des risques de tremblement de terre au large. Mobil Oil a reconnu qu'il fallait d'autres données concernant l'activité sismique et a déclaré qu'une étude des tremblements de terre à Venture avait d'ailleurs été entreprise. Mobil indique dans son Supplément de l'ÉIE que les résultats de cette étude seront incorporés dans le Plan de développement de Venture, qui doit être soumis à l'APGTC en janvier 1984.

Le danger que les mouvements de terrain d'origine sismique représente pour les plates-formes en mer n'a guère paru préoccupant lors des réunions publiques. Le MER a indiqué que, même si le danger n'a pas encore été évalué de façon satisfaisante, les études que Mobil projette d'entreprendre devraient fournir les informations voulues pour corriger cette lacune.

La Commission conclut que les résultats des études concernant l'activité sismique entreprises par le promoteur soient revisées par des organismes compétents, capables de déterminer les risques éventuels de tremblements de terre. Des mesures destinées à protéger les installations de production en mer devraient être incorporées dans la conception du projet.

2.3.3 Vagues

L'incertitude dans l'évaluation des conditions de vagues extrêmes dans les eaux peu profondes du site de Venture a été portée à l'attention de la Commission par un de ses experts techniques. Bien que Mobil analyse les effets de conditions normales et extrêmes dans son étude du régime des vagues, il n'existe pas de modèle

physique capable de décrire le comportement des vagues à l'emplacement de Venture, et qui tienne compte à la fois des abris, des hauts-fonds, de la convergence réfractive, du frottement au fond, des brisants et des courants.

Dans son Supplément de l'ÉIE Mobil répond aux préoccupations concernant le régime des vagues et décrit six études qu'elle projette d'effectuer pour répondre aux besoins techniques du projet.

L'importance et la nécessité d'entreprendre d'autres études concernant le régime des vagues ont été soulignées lors des réunions publiques. Le MPO a indiqué que le projet ne saurait être approuvé avant que la question du régime des vagues ne reçoive une solution satisfaisante. Le MPO prend acte des études de Mobil concernant les pourcentages de temps où les vagues dépassent diverses hauteurs critiques. Cependant une vérification de l'état des vagues en eaux peu profondes autour de l'Île de Sable est nécessaire.

Les préoccupations du MPO étaient partagées par l'un des experts techniques de la Commission, qui a indiqué que le régime des vagues est sans doute le facteur environnemental le plus important du projet Venture.

La Commission conclut que les vagues pourraient effectivement constituer une menace importante pour les plates-formes du projet et qu'en conséquence, il faut poursuivre des études en ce domaine avant d'entreprendre la conception de ces plates-formes.

2.4 Sécurité

2.4.1 Sécurité des travailleurs

Les directives pour la préparation de l'ÉIE exigent que Mobil décrive les mesures qu'elle entend prendre pour assurer la sécurité des travailleurs en cas de danger. Dans la section de l'ÉIE traitant du plan d'urgence, Mobil déclare que le personnel sera formé conformément au Règlement sur la production de pétrole et de gaz au Canada. Des inspecteurs seront sur place pour analyser et surveiller tous les programmes de l'entrepreneur et s'assurer que les règlements de sécurité sont respectés. Mobil décrit brièvement la formation en matière de sécurité qu'elle entend donner au personnel en fonction aux installations en mer.

Un expert technique de la Commission a soutenu qu'il faudrait avoir plus de détails au sujet des mesures de sécurité prévues pour les employés. Il faudrait mieux décrire les cours de formation en matière de sécurité et les systèmes de prévention et de contrôle des incendies, et rendre publics les plans d'urgence pour commentaires.

Selon le MDT, les détails des programmes de formation du personnel en matière de sécurité et de lutte contre la pollution n'ont pas été mentionnés dans l'ÉIE. Le ministère a recommandé que Mobil précise les différents types de formation nécessaires au cours des diverses phases du projet.

Après avoir examiné les renseignements qui lui avaient été présentés la Commission en était arrivée à conclure que la question de la sécurité des travailleurs devait être approfondie avant de pouvoir passer à la phase des réunions publiques. Dans son Supplément, Mobil décrit un programme de sécurité à l'intention de tous ceux qui pourraient être affectés par le projet, notamment les employés de Mobil et le personnel de l'entrepreneur.

Lors des réunions publiques, un expert technique de la Commission a indiqué que les détails concernant la formation des employés à la sécurité étaient généralement satisfaisants. L'expert reconnaît que Mobil a des plans pour prévenir les pertes et appliquer des mesures de contrôle, mais il reste préoccupé au sujet des méthodes et plans d'exécution prévus pour assurer le suivi en cas de pertes.

La Commission conclut que si le promoteur reconnaît le besoin d'un programme détaillé de formation pour assurer la sécurité des employés travaillant sur la plate-forme et autres installations du projet, il n'en a pas encore pour autant établi des plans, mesures et méthodes pré-

cis en conséquence. Il est nécessaire de soumettre les détails des programmes de formation des employés, et de surveillance de leur application par les responsables de réglementation pendant la durée du projet.

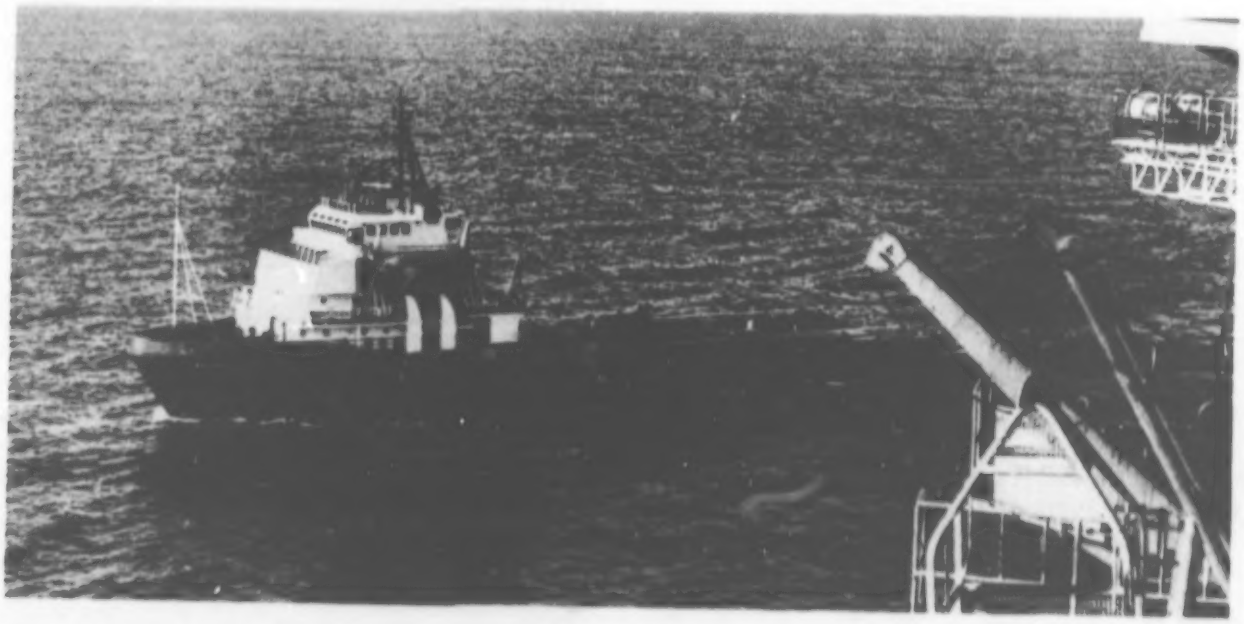
2.4.2 Recherche et sauvetage

Des commentaires présentés à la Commission témoignaient de certaines préoccupations au sujet du manque d'information concernant la question de la recherche et du sauvetage dans l'ÉIE. Suite à une demande de la Commission, Mobil répond à cette question dans son Supplément de l'ÉIE en décrivant les installations de recherche et de sauvetage dans la région du projet et la nature de la coopération entre l'industrie et le gouvernement.

Mobil mentionne également que l'industrie propose de construire et d'exploiter une base d'urgence sur l'Île de Sable. L'installation devrait comprendre une hélisurface, des logements et du matériel d'urgence approprié. Une personne devrait rester sur place en tout temps pour assurer l'entretien et l'exploitation.

Aux réunions publiques, le MDT a recommandé qu'une liaison étroite soit établie entre l'industrie et les ministères fédéraux intéressés afin que tous se familiarisent avec les préoccupations, les contraintes et les procédures propres à chacun d'eux.

La Commission conclut que l'aménagement d'une base d'urgence sur l'Île de Sable à des fins d'évacuation pourrait être envisagé par les responsables de la réglementation pourvu que cela ne perturbe pas l'environnement. La base devrait être installée de façon à fournir une capacité de recherche et de sauvetage accrue, dans l'intérêt de tous les exploitants en mer.



3.0 LE GAZODUC SOUS-MARIN

3.1 L'intégrité du gazoduc

L'ÉIE ne donne qu'une description très sommaire de la conception du gazoduc sous-marin qu'on propose d'installer. En fait, il y est dit que le gaz et le condensat seront transportés vers la côte sur une distance d'environ 210 km dans un pipeline sous-marin de 914 mm de diamètre, à revêtement de béton, enfoui au besoin dans une tranchée creusée dans le fond de la mer.

Au tout début Mobil qualifiait la possibilité d'une rupture du gazoduc en mer de très faible. Pourtant, après avoir consulté, à la demande de la Commission, plusieurs études au sujet des accidents de pipelines, il est apparu qu'il y aurait probablement au moins une rupture au cours de l'existence du projet.

Des études menées dans le golfe du Mexique indiquent qu'en se basant sur un taux de rupture de 0.23 par 1000 kilomètres-années de pipeline, au moins une rupture est probable au cours de l'existence du projet. Une étude effectuée par Gulf Canada fait état de 347 accidents de pipeline entre 1955 et 1980 et en conclut que l'on peut prévoir une probabilité de 0.56 accident par année par 100 puits de production. Ainsi, pour 18 années et pour 16 puits, on obtient une probabilité de 1.6 accident pendant la durée du projet Venture.

Selon Mobil, dans le pire des cas, une fuite libérerait environ 10,000 barils par jour. La compagnie a conclu que les condensats se disperseraient rapidement et que toute nappe décroîtrait rapidement par évaporation. Toutefois, dans le cas d'une rupture à proximité de la côte par vent de mer, le rivage serait inévitablement pollué, ce qui a d'ailleurs été confirmé par l'expert technique de la Commission. En plus de la pollution causée par un accident, il y a également le danger d'incendie.

Selon la Commission, il y aura probablement un accident au cours de l'existence du gazoduc proposé par le promoteur. Il faut donc, avant l'exploitation du gazoduc, préparer des plans d'urgences qui tiennent compte non seulement des répercussions sur le milieu, mais aussi des impacts sur la navigation et les plates-formes.

3.1.1 Effets des engins de pêche

Pendant les séances d'information publiques, on a demandé à Mobil de donner des précisions au sujet de ses méthodes de creusage de tranchée et d'enfouissement, mais aucun critère n'a été mentionné. L'expert technique de la Commission a recommandé que les portions non enfouies du gazoduc ne soient pas situées là où elles risquent d'être endommagées par les engins de pêche des chalutiers ou les ancres des navires.

Bien que l'ancrage des bateaux de pêche soit reconnu comme une cause importante de dommages aux pipelines, Mobil a conclu que, de toute façon, les tranchées n'assurent habituellement pas une protection suffisante étant donné que les ancres s'enfoncent parfois jusqu'à une profondeur de 6 m dans le fond de la mer.

Dans son Supplément, Mobil cite plusieurs études dans le but de démontrer qu'il n'est pas nécessaire d'enfouir le gazoduc pour assurer sa protection contre les impacts d'engins de pêche.

Le MER a indiqué que pendant la durée de vie du gazoduc, celui-ci sera sûrement heurté plus d'une fois par un engin de pêche, et son revêtement de béton risque d'en souffrir. Mobil n'a pas montré l'effet que des impacts répétés de panneaux de chalut pourraient avoir, par exemple, sur une travée libre (section du gazoduc laissée sans support entre les dépressions du fond marin); selon l'expert technique de la Commission et le MER, il est plus que probable que dans ce cas le gazoduc serait endommagé.

L'Atlantic Fishing Vessel Association (AFVA) a répété, en s'appuyant sur des études, que ces travées libres sont courantes. Elle a recommandé à Mobil de parrainer une recherche indépendante, portant sur des engins de pêche semblables à ceux qui sont utilisés dans le plateau de Scotian, pour évaluer les répercussions des impacts sur le gazoduc.

La grande préoccupation du MDT vient plutôt du fait que les engins de pêche évoluent avec le temps et qu'il pourrait très bien apparaître sur le marché de nouveaux modèles beaucoup plus lourds. Le ministère a recommandé que le promoteur s'entende avec les autorités des pêches afin d'être tenu au courant de l'évolution de la situation et d'éviter tout problème à venir.

L'AFVA et le MER ont indiqué que l'enfouissement du gazoduc devrait quand même être envisagé dans les

secteurs de pêche intense. Selon l'un des experts techniques de la Commission, Mobil ne pourra évaluer avec exactitude la fiabilité de son gazoduc que lorsque l'on aura de plus amples informations. Les sections 3.1.2 et 4.2 donnent plus de détails au sujet de l'intégrité du gazoduc et de son impact sur les activités de pêche. Si toutefois certaines sections du gazoduc n'étaient pas enfouies, une renonciation de réclamation pour dommages sera nécessaire pour les dommages causés au gazoduc lors d'activités de pêche.

3.1.2 Force des vagues et des courants, topographie du fond

La force des vagues et des courants peut être cause de risques pour l'intégrité du gazoduc sous-marin du fait de l'affouillement des matières supportant celui-ci créant ainsi une travée non soutenue. Ce phénomène peut aussi se produire lorsqu'une conduite droite est posée sur un fond ondulé.

Aux séances d'information publiques, un expert technique de la Commission s'est montré préoccupé par l'impact des vagues et des courants sur le gazoduc laissé sans support au-dessus de dépressions du fond marin. Selon lui, l'action des vagues et des courants pousse l'eau au-dessous et au-dessus de la conduite; même en écoulement permanent, une pression d'oscillation verticale est exercée sur le pipeline. Ce phénomène peut faire plier le gazoduc par intermittence et entrainer une fatigue prématurée.

Encore une fois, dans son Supplément, Mobil ne précise pas les possibilités de fatigue du gazoduc. La compagnie s'engage toutefois à faire des recherches le long du couloir afin de déterminer les secteurs où existent des pentes instables ou de forts courants.

Mobil répond également aux préoccupations de l'expert technique au sujet du chapitre de son Supplément concernant la surveillance continue. La compagnie propose en effet un plan pour la surveillance continue de l'intégrité du gazoduc tous les 12 mois, tout en précisant que ce contrôle comportera un examen visuel des travées libres.

Les problèmes éventuels associés à ces travées libres ont été l'un des sujets importants de discussion pendant les réunions publiques. D'après le MER, les études de Mobil indiquent que la formation de travées libres se produit pour presque tous les gazoducs; cela augmente donc les risques d'avarie dûe à la friction aux divers points de suspension. C'est pourquoi le MER a recommandé que si le gazoduc ne peut être posé sur le fond de la mer de façon à éliminer toute travée libre, il devrait être fixé dans une tranchée ou dans une ondulation allongée du fond.

Comme les codes et règlements actuellement en vigueur au Canada ne donnent aucune directive pour les pipelines sous-marins, l'expert a étudié ce qui se faisait ailleurs. Après un examen des divers codes, et compte tenu du type de pipeline utilisé, des pressions probables qui seront exercées sur le pipeline et de la région où le projet est réalisé, l'expert a conclu que la règle devrait être l'enfouissement du gazoduc et l'exception le non-enfouissement.

La Commission conclut que l'enfouissement du gazoduc en mer permettrait de diminuer sensiblement les risques de dommages au pipeline.

3.1.3 Labourage du fond de la mer par les icebergs

La place que Mobil accorde dans son ÉIE au danger que les icebergs représentent pour le gazoduc est insignifiante. En effet, la compagnie se contente de dire que le tracé se trouve au-delà de la limite de dérive des icebergs.

Le MDE et le MER ont tous deux fait des remarques concernant le manque de données au sujet de la possibilité de labourage du fond de la mer par des icebergs. Le MER suggère que Mobil envisage la possibilité d'une incursion des icebergs dans la région et de ses effets éventuels sur le gazoduc. Selon le MDE, étant donné que la présence d'icebergs a déjà été signalée dans la région, Mobil devrait tenter de déterminer quelle serait la taille des icebergs que l'on pourrait rencontrer, les possibilités qu'ils endommagent le gazoduc et quelles mesures pourraient être prises pour réduire cette menace pendant les années où les icebergs sont nombreux.

Mobil ne donne aucun renseignement supplémentaire à ce sujet dans son Supplément. Aux réunions publiques, le MER a noté que les données sont insuffisantes pour envisager la probabilité qu'un iceberg heurte un gazoduc posé au fond de la mer. Mobil est en train d'étudier les caractéristiques des icebergs du plateau de Scotian, mais ne prévoit pas pour le moment modifier ses plans en fonction d'une protection contre ce danger.

La Commission conclut que, malgré l'absence de mesures de protection prévues par le promoteur à ce sujet, la probabilité d'un tel incident est beaucoup moindre que celle d'un dommage attribuable à d'autres causes.

3.1.4 Impacts éventuels d'une rupture du gazoduc

Mobil énumère certains impacts moyens éventuels d'une rupture du gazoduc sur le milieu littoral. Elle affirme dans son ÉIE qu'en cas de fuite, elle déploierait tous les efforts possibles pour empêcher la nappe d'atteindre le rivage. Dans ses plans d'urgence, la compagnie accorderait une priorité à la protection des zones à faible énergie où se trouvent des marais salés et des prairies de zostères. Comme la Commission lui demandait de fournir plus de détails au sujet des plans en question, Mobil a seulement déclaré qu'elle utiliserait peut être des barrages et des écumeurs classiques. Aucune explication n'a été donnée au sujet de l'efficacité prévue de ces mesures d'atténuation même si Mobil ne prévoit que des impacts persistants négligeables.

Après avoir analysé le scénario du pire cas présenté par Mobil, l'expert technique de la Commission a quelque peu mis en doute sa pertinence en ce qui concerne les conséquences extrêmes d'une rupture du gazoduc à proximité du rivage. Selon lui, pour pouvoir disperser une nappe dans les eaux côtières statiques, il est essentiel de connaître la dynamique d'étalement de la nappe et de déterminer les secteurs exposés.

Un autre expert a également souligné la nécessité d'obtenir des données sur le trajet éventuel de la nappe. L'établissement de ce trajet devrait être fait au moment même de l'incident, en tenant compte de l'influence, au moment de l'incident, des vents et des courants sur les hydrocarbures déversés.

Mobil a déclaré initialement qu'une rupture du gazoduc au large affecterait les microbiotes et les oiseaux de mer. La compagnie qualifie les impacts de mineurs et estime que les impacts persistant après l'application des mesures d'atténuation seraient négligeables. Toutefois, comme l'a fait remarquer un des experts techniques de la Commission, advenant une fuite provoquée par une rupture du gazoduc, le condensat pourrait atteindre l'Île de Sable puisque le couloir du gazoduc passe à moins de 1.5 km de l'île.

Dans son Supplément, Mobil décrit sa stratégie d'intervention en cas de fuite de condensat en mer. Selon elle, étant donné que le condensat est une substance non persistante dans un milieu comme celui de l'île de Sable, l'auto-nettoyage serait la solution préférée du point de vue écologique. La compagnie affirme également que si un nettoyage se révélait nécessaire, il pourrait être effectué par un nombre limité de personnes à l'aide d'un équipement de nettoyage léger.

Ces impacts sont analysés en détail dans d'autres sections de ce rapport.

3.2 Tracé du gazoduc

L'ÉIE ne comprend pas le tracé final du gazoduc sous-marin, mais indique un couloir allant de la région de l'Île de Sable jusqu'à Country Harbour. Le MDE est en général opposé à l'approche adoptée par Mobil pour l'établissement du tracé; le ministère croit en effet qu'il aurait été plus approprié de déterminer deux options précises pour fins de comparaison, plutôt que d'établir un seul couloir approximatif. Selon l'un des intervenants, il y aurait eu avantage à orienter le couloir vers Sheet Harbour plutôt que vers Country Harbour. Selon le MER, si jamais Mobil devait modifier le tracé de ce couloir, une nouvelle évaluation environnementale serait nécessaire.

Mobil ne donne pas plus de détails au sujet du tracé du gazoduc dans son Supplément de l'ÉIE, si ce n'est une brève analyse des facteurs dont elle tiendra compte pour l'établir, tels l'inclinaison et la stabilité du fond marin, les obstacles et la présence de zones de pêche.

Le MPO a soulevé plusieurs objections au sujet du tracé au cours des réunions. En général, il est d'avis que les processus d'examen postérieurs à celui de la Commission devraient comprendre un mécanisme de consultation avec le ministère pour le choix des tracés du pipeline. Plus précisément, le MPO se dit préoccupé par les impacts éventuels du projet sur les organismes vivant près des côtes, tels que le homard et les mollusques. Il a même déclaré que plus de renseignements détaillés concernant l'emplacement exact ou le gazoduc atteindra le rivage doivent être fournis.

Aux réunions publiques, un représentant de l'Eastern Shore Development Commission (ESDC) a proposé un tracé vers un terminal maritime à Sheet Harbour, contrairement au tracé vers Country Harbour proposé par Mobil. La Commission est d'avis que le tracé du gazoduc sous-marin vers Sheet Harbour serait à peu près de 12 à 16 kilomètres plus long et éliminerait environ 65 kilomètres de pipeline terrestre. Pour cette option on suppose que l'usine de traitement de gaz pourrait être

située près du terminal maritime. Selon le représentant de l'ESDC, la réduction des impacts éventuels à terre ainsi que les coûts moins élevés du projet rend la possibilité de construire un terminal maritime à Sheet Harbour plus acceptable du point de vue environnemental et économique.

Mobil a déclaré que le ministère de la Défense nationale utilise un champ de tir d'artillerie qui empêcherait un tracé direct vers Sheet Harbour. Il faudrait donc 80 km supplémentaires de gazoduc en mer et cela créerait des difficultés pour déterminer un tracé géotechnique acceptable.

La Commission constate que si le gouvernement a l'intention d'étudier l'option d'un tracé vers Sheet Harbour, il faudra obtenir plus de renseignements détaillés et la proposition devra être soumise à un examen.

On a demandé à Mobil si elle préférait faire passer son gazoduc au nord ou au sud de l'Île de Sable. La compagnie a répondu qu'elle établirait son tracé en fonction de la nécessité d'en assurer la stabilité. Il semble donc que, pour cette raison, on préfère maintenant le tracé passant au nord de l'île. Le MPO a toutefois mentionné que le secteur au sud de l'île est une nursery plus importante pour les poissons juvéniles.

Un des experts techniques de la Commission a affirmé que les facteurs géotechniques et les courants de fond sont les principaux facteurs influant sur l'établissement du tracé du gazoduc. Toutefois les dommages causés au milieu par une fuite seraient moindres du côté sud du fait de l'énergie élevée des eaux côtières de ce secteur.

La Commission conclut qu'il est essentiel d'effectuer des études détaillées pour établir le tracé du gazoduc en tenant compte de tous les facteurs géotechniques et des répercussions sur les pêches. La possibilité de faire passer le gazoduc plus loin de l'Île de Sable tout en demeurant dans le couloir établi par la compagnie doit également être envisagée. D'après les renseignements qu'elle a reçus jusqu'à maintenant, la Commission est d'avis que le choix du tracé au large de l'Île de Sable dépend des exigences de stabilité du gazoduc, étant donné qu'aucune des options étudiées ne semble présenter des avantages définitifs. Les conclusions des études concernant le tracé du gazoduc devraient être examinées par les responsables des organismes de réglementation et scientifiques avant qu'on puisse déterminer le tracé final.

3.3 Fluide d'essai hydrostatique sous pression

Les essais hydrostatiques sous pression servent à détecter les fuites dans un gazoduc une fois celui-ci installé. Le fluide utilisé pour ces essais est de l'eau contenant des inhibiteurs de corrosion, des biocides et des colorants fluorescents. Une fois ces essais terminés, Mobil entend rejeter dans l'environnement 134,000 m^3 de ce fluide, dans des conditions contrôlées. Selon la compagnie, les répercussions de cette opération sur le poisson et le benthos du littoral devraient être mineures. Les mesures d'atténuation qu'elle compte appliquer consistent essentiellement à s'assurer de ce que tous les facteurs pertinents (date et heure, emplacement, débit, dilution et dispersion) soient contrôlés pendant les rejets.

Le MDE et le MPO se sont tous deux montrés préoccupés par la faiblesse de l'évaluation des incidences éventuelles de ce fluide d'essai hydrostatique effectuée par Mobil. Selon le MDE, il se pourrait que Mobil ait sous-estimé les répercussions biologiques de ce fluide. Le MPO s'inquiète de l'absence de traitement de l'effluent avant le rejet et considère nécessaire de procéder à des bio-essais.

Dans le Supplément, Mobil s'engage à effectuer une étude au sujet du choix d'un emplacement approprié pour le rejet du fluide d'essai hydrostatique. La compagnie compte tenir compte des caractéristiques de sédimentation locales, des effets immédiats éventuels du rejet et des périodes où le milieu est particulièrement vulnérable. D'après les résultats de cette évaluation, Mobil déterminera un emplacement et une vitesse de rejet appropriés. La compagnie indique également que les pressions et les méthodes utilisées pour ces tests seront conformes aux normes et règlements en vigueur.

Mobil a passé sous silence un impact possible: l'écoulement incontrôlé du fluide d'essai hydrostatique suite à une rupture du gazoduc pendant les essais. D'après une étude au sujet des pipelines effectuée dans la mer du Nord, les accidents les plus graves sont précisément survenus pendant les essais hydrostatiques sous pression.

Avant même la tenue des réunions publiques, le MDE a réitéré ses inquiétudes quant à la possibilité que Mobil ait sous-estimé les répercussions du rejet de fluide d'essai hydrostatique. Le ministère croit qu'un rejet mal contrôlé ou que l'utilisation malvenue de certains biocides pourraient avoir des effets graves à long terme, notamment si les rejets se font dans des secteurs littoraux à faible énergie.

La Commission conclut qu'il est nécessaire d'obtenir de plus amples informations à ce sujet pour parachever l'évaluation de l'impact de tout rejet, prévu ou accidentel, du fluide d'essai hydrostatique. Ces renseignements devraient être examinés et approuvés par les responsables de la gestion des ressources et les organismes de réglementation intéressés avant les essais du gazoduc.

5.0 IMPACTS SUR LE LITTORAL

5.1 Construction du gazoduc

Pendant la construction du gazoduc sous-marin, la pêche côtière sera perturbée par la modification du fond marin et la présence de matières en suspension. Selon Mobil, l'usine de transformation du poisson, les débarcadaires locaux, les trappes à saumon, la pêche au homard et aux pétoncles, le frai du hareng et les lieux de culture des mollusques risquent tous d'être affectés.

Selon Mobil, l'impact sur le littoral de la modification du fond marin pendant la construction du gazoduc devrait être de nul à modéré. C'est le creusage des tranchées qui soulève le plus d'inquiétudes à cet égard. Le MDE a souligné que l'échéancier de la pose est un facteur critique si l'on veut éviter des perturbations graves et a recommandé en conséquence que la compagnie consulte le MPO et le MDE afin de déterminer les périodes qui conviennent le mieux au dragage et à la pose.

Les organismes gouvernementaux procédant à l'examen de l'ÉIE ont souligné que le creusage de tranchées approfondit les chenaux, augmente le débit des eaux et entraîne l'érosion des marais. Comme ces marais ont une grande valeur écologique et sont très vulnérables, les participants ont recommandé que des mesures spéciales soient prises aux abords des marais ou des systèmes estuariens afin d'éviter toute perturbation.

Un expert technique de la Commission a déclaré, avant la tenue des réunions publiques, que les craintes soulevées au sujet de l'impact de la construction du gazoduc sur les marais salés et les prairies de zostères n'étaient plus fondées compte tenu de la région maintenant envisagée par Mobil Oil, soit Country Harbour. Selon lui, aucun marais ne sera traversé au cours des travaux et il est peu probable que des prairies de zostères le soient.

Selon Mobil, l'impact sur le littoral des matières en suspension produites par les activités de construction devrait être de négligeable à modéré. Ces répercussions se feront éventuellement sentir au moment où l'équipement de creusage transforme les sédiments de fond en boue. Comme le temps de décantation des sédiments est court et que la pose doit se faire à raison de 1.6 km par jour, les perturbations ne devraient se manifester qu'à court terme et en des points précis. Toutefois, parmi les répercussions éventuelles provoquées par les

matières en suspension, Mobil mentionne l'étouffemer
temporaire des proies des poissons, des organismes fi
treurs et du frai du hareng, de même qu'une gêne pon
tuelle de l'utilisation de l'habitat ou des routes de migra
tion du poisson.

Les mesures d'atténuation prévues par Mobil, si u
estuaire venait à être traversé, comportent une comb
naison du choix de tracé et de l'échéancier de construc
tion. Quant aux lieux d'aquaculture, ils seraient remis e
état.

Dans son Supplément de l'ÉIE, Mobil s'est engagée
faire une évaluation des impacts environnementau
dans la région du terminal maritime de Country Harbou
lors du choix final du tracé. Certaines études géotechn
ques ont déjà été effectuées, mais d'autres recherche
devraient fournir les données plus précises nécessaire
pour réduire au minimum les impacts dans les secteu
côtiers.

Aux réunions publiques, le MPO s'est dit toujours préo
cupé par les effets négatifs éventuels que la construc
tion du gazoduc pourrait avoir sur les milieux subtidau
peu profonds, si importants pour le homard et les mo
lusques. C'est pourquoi il a recommandé d'organiser u
programme pour étudier la situation.

La Commission conclut que la modification du for
marin et les matières en suspension dues à la construc

tion du gazoduc entraîneront des perturbations à court terme des activités de pêche dans la région de Country Harbour. Il faudrait en conséquence prévoir un programme d'indemnisation parallèlement au programme de surveillance des impacts, et mettre au point un échéancier de construction acceptable. La Commission pense également qu'il faudra obtenir des renseignements précis concernant la région pour établir le tracé final afin de réduire au minimum ses incidences sur le littoral, les installations connexes et la pêche. Au besoin, des mesures compensatoires, notamment la remise en état de la zone littorale, devront être appliquées.

5.2 Incidences des rejets d'hydrocarbures

Selon l'ÉIE de Mobil, l'impact éventuel de la rupture du gazoduc serait de négligeable à modéré. D'après un scénario de situation extrême établi par la compagnie, le panache produit par une fuite d'une journée pourrait afficher des concentrations létales pour les larves de poisson et le plancton et avoir des effets modérés sur le benthos, le poisson et les pêcheries côtières.

Les mesures d'atténuation prévues par Mobil consistent à essayer d'empêcher les nappes de s'échouer sur les rivages, notamment dans les zones à faible énergie caractérisées par les marais salés et les prairies de zostères. La compagnie tentera également de protéger les lieux d'aquaculture, les engins fixes utilisés pour la pêche côtière et les installations connexes. Selon Mobil, des incidences mineures devraient cependant persister.

Plusieurs des commentaires écrits présentés à la Commission à la suite des séances d'information publiques portent sur les dangers conséquents à une rupture éventuelle du gazoduc. Un expert technique de la Commission considère qu'une contamination des rivages est

possible, d'autant plus que l'on a découvert des plaques de goudron provenant d'un vieux déversement près de Seal Harbour. Le même expert croit également que les pêcheries côtières et l'aquaculture pourraient être plus perturbées que ne le prévoit l'ÉIE si des situations extrêmes se réalisaient. Les moules en particulier absorbent toute une gamme d'hydrocarbures, de sorte que même une fuite mineure aurait des conséquences sérieuses pour les éleveurs de moules.

Mobil s'engage, dans son Supplément, à cartographier les rivages afin de déterminer les secteurs vulnérables, les points d'accès et les emplacements d'élimination afin d'établir des priorités et des plans de nettoyage.

La Commission conclut que la rupture du gazoduc dans une zone côtière pourrait effectivement avoir un impact important. En conséquence, il faudra mettre au point un plan d'intervention pour protéger les secteurs vulnérables au cas ou il y aurait une fuite dans les zones littorales.

6.0 PERTURBATION DE LA NAVIGATION

Mobil Oil a indiqué qu'en plus de l'analyse du trafic actuel contenu dans son ÉIE, une enquête avait récemment été effectuée au sujet des interactions entre l'industrie pétrolière et l'industrie de la pêche en Nouvelle-Écosse. Cette enquête tentait de cerner les préoccupations des participants et de recueillir leurs suggestions pour réduire au minimum tout conflit éventuel entre les deux secteurs industriels. Les résultats de cette enquête devraient être analysés avec la participation des pêcheurs de la région afin de tenter de trouver des moyens d'atténuer tous les problèmes qui pourraient surgir.

L'absence d'informations pertinentes dans l'ÉIE à propos du trafic maritime prévu constitue un problème. Parmi les informations manquantes on mentionne la taille des navires, leur vitesse, la fréquence de leur passage et leur cargaison, de même que les risques d'accidents prévus et les facteurs qui permettent de déterminer ceux-ci. Dans son Supplément, Mobil présente certaines des options de transport qu'elle envisage à l'heure actuelle et affirme que des renseignements plus précis seront fournis dans le Plan de développement.

Au cours des réunions publiques, le sous-comité du pétrole et du gaz de la Voluntary Economic Planning (secteur des pêches) a déclaré qu'il prévoyait une importante augmentation du trafic maritime due à l'exploitation pétrolière en mer et pense que Mobil a mal analysé les problèmes que son projet pourrait causer.

Aux réunions publiques, le MDT a indiqué qu'il ne projette pas d'établir des couloirs de navigation pour les navires d'approvisionnement, mais qu'il a l'intention d'aviser les marins lorsqu'une activité se déroulera dans cette région particulière.

En l'absence de renseignements détaillés, la Commission n'est pas en mesure de déterminer jusqu'à quel point le projet engendrera des conflits. Elle conclut cependant que la meilleure façon de résoudre les conflits entre un trafic maritime accru et les mouvements des bateaux de pêche consiste à fournir des informations détaillées au sujet du trafic des navires pétroliers et d'approvisionnement à mesure qu'elles deviennent disponibles.

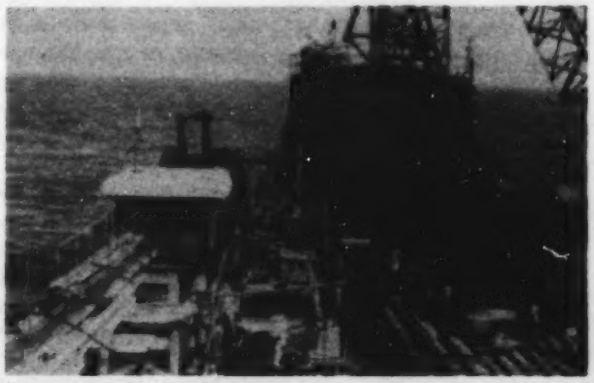
7.0 DÉBRIS SUR LE FOND MARIN

Tout au long du processus d'examen, on s'est particulièrement intéressé à la question des dommages éventuels causés au matériel de pêche par les débris laissés sur le fond de la mer. Des études indiquent que ces débris ont souvent endommagé des engins de pêche dans la mer du Nord et que les pires problèmes se produisent le long des tracés des pipelines pendant la pose.

Selon une étude de la Eastcoast Petroleum Operators Association (EPOA) il apparaît que, dans la mer du Nord, les engins et les bateaux de pêche ont subi des dommages lorsque les filets se sont empêtrés dans les déchets accumulés. Un effet secondaire est que les zones de pêche affectées sont quelque peu délaissées par les pêcheurs, qui semblent éviter les zones où les débris abondent.

Mobil reconnaît les problèmes constatés en mer du Nord et affirme avoir l'intention de surveiller de près ses entrepreneurs et d'accorder des indemnités en cas de dommages.

La Commission conclut que les débris provenant des activités de construction risquent d'opposer l'industrie de la pêche et celle du pétrole, mais que ce conflit peut être atténué par une saine gestion et l'indemnisation pour tout problème qui persisterait. Le promoteur devrait s'entendre avec ses entrepreneurs pour s'assurer que les débris de construction de la plate-forme et du gazoduc ne sont pas laissés au fond de la mer.



8.0 INDEMNISATION DES PÊCHEURS

Bien que les directives pour la préparation de l'ÉIE exigeassent que le promoteur traite des mesures d'indemnisation des pêcheurs l'ÉIE mentionne uniquement que la compagnie effectue une analyse des modes d'indemnisation des pêcheurs pratiqués dans le monde entier. De nombreux commentaires écrits présentés à la Commission après les séances d'information publiques portaient sur cette question. Selon le MPO, les pêcheurs ont légalement droit à une indemnité. Ce ministère s'est d'ailleurs étonné de ce qu'aucun mécanisme de réparation n'ait même été examiné dans l'ÉIE.

L'AFVA considère l'indemnisation comme l'un des points les plus critiques qui ont été mal analysés dans l'ÉIE. Elle reconnaît, certes, que l'industrie de la pêche a, de son côté, travaillé avec l'EPOA à la mise au point d'un programme d'indemnisation satisfaisant pour les deux parties, mais n'en recommande pas moins que la Commission suive de près la mise au point de ces programmes pour s'assurer qu'ils couvrent les dommages causés par les fuites de pétrole, les débris et les pertes d'accès. Un participant s'est dit d'avis qu'un programme d'indemnisation devait être institué avant la délivrance de permis de développement.

Dans son Supplément, Mobil a répondu à la demande de la Commission en donnant des détails au sujet de ses activités passées, présentes et futures relatives à la préparation d'un programme d'indemnisation des pêcheurs. La compagnie a indiqué qu'elle examine actuellement un projet de politique d'indemnisation.

Ce projet de politique prévoirait une indemnité équitable pour les dommages ou pertes subis par les bateaux et les engins de pêche par suite des activités de l'industrie pétrolière et tiendrait compte des prises perdues. Il fournirait aussi des directives pour le règlement des demandes d'indemnité pour pertes, dommages et prises perdues par suite des activités d'exploration et de production imputables à des sociétés pétrolières au large de la côte est. Par ailleurs, une commission de règlement des demandes d'indemnité serait créée pour évaluer les demandes d'indemnité pour les dommages qui peuvent être imputés à l'industrie pétrolière en général. La commission pourrait comprendre des représentants des industries de la pêche et du pétrole.

Selon l'AFVA, les renseignements fournis dans le Supplément sont insuffisants, et la Commission ne devrait pas permettre au promoteur de réaliser son projet avant qu'un programme acceptable d'indemnisation des pêcheurs soit institué. Le MPO, sans faire de commentaires précis au sujet des programmes proposés par Mobil, soutient quand même qu'ils doivent être acceptables pour tous les secteurs de la pêche directement intéressés.

Aux réunions publiques, Mobil a présenté un projet de politique d'indemnisation des pêcheurs préparé par le Comité consultatif sur les pêches de l'EPOA. La politique concerne les dommages causés par des débris ou par des activités de navires d'approvisionnement ou de prospection sismique, et dont les responsables ne peuvent être identifiés.

L'AFVA s'inquiétait du fait que, selon le libellé de l'accord, l'indemnisation pour pollution par le pétrole n'est pas prévue et l'industrie de transformation du poisson est également exclue. Mobil a soutenu que l'indemnisation pour la pollution dont le responsable est connu était prévue par la loi, mais que si les procédures décrites dans le projet de politique étaient acceptables, elles seraient utilisées pour régler les demandes d'indemnité pour les dommages causés par la pollution et les débris. Les sociétés pétrolières ne croient cependant pas être en mesure d'assumer la responsabilité pour la pollution dont les responsables ne peuvent être identifiés. L'AFVA considère comme inopérante la législation actuelle relative à la pollution dont le responsable ne peut être identifié. Le MPO a toutefois signalé que cette législation est en voie de révision. L'AFVA a également noté que rien n'est prévu pour la perte d'accès aux zones de pêche. Mobil n'envisage pas de dédommagement ni pour perte d'accès, ni à l'industrie de transformation du poisson.

La Commission conclut que l'industrie pétrolière n'a pas encore préparé de programme d'indemnisation satisfaisant pour l'industrie de la pêche. Un plan devra donc être établi à la satisfaction des deux intéressés. S'il se révèle impossible d'y arriver avant le début du développement, les organismes gouvernementaux compétents devraient établir un mécanisme assurant une indemnisation appropriée.

9.0 OISEAUX DE MER

9.1 Bruit et autres perturbations

L'impact éventuel le plus important sur les oiseaux se fera sentir sur la sterne commune et la sterne rosée de l'Île de Sable. Ces deux espèces sont sur la liste internationale des espèces en voie d'extinction. On n'a d'ailleurs recensé que quatre couples nidificateurs de sternes rosées sur l'Île de Sable en 1982. Il a été démontré que les sternes sont très sensibles au bruit des aéronefs et aux perturbations d'origine humaine. Les sternes nidificatrices deviennent très agitées en présence de l'être humain, abandonnant leurs oeufs et leurs petits aux goélands. Mobil entend obliger les hélicoptères à se maintenir à une altitude minimale de 650 m au-dessus de l'Île de Sable. Toutefois, on ne sait pas encore si des effets néfastes se feront sentir. La FCN s'est dite particulièrement inquiète des impacts sur les sternes.

Mobil énumère des impacts mineurs de la construction du gazoduc sur les oiseaux de rivage. Elle prévoit que plusieurs espèces subiront des impacts mineurs du fait de la modification du fond de la mer et de la mise en suspension de sédiments, et que d'autres pourraient voir leur habitat détruit dans une certaine mesure.

La Commission conclut que la construction et l'exploitation du projet pourraient affecter plusieurs oiseaux vulnérables et leur habitat et qu'il faudra veiller soigneusement à ne pas causer des perturbations inutiles.

9.2 Mazoutage

Bien que Mobil ait prévu des répercussions mineures sur les oiseaux de mer qui entreraient en contact avec des nappes, un des experts techniques de la Commission a conclu qu'une fuite à proximité de la côte pourrait mettre une population de plus de 1,000 eiders en danger. On s'est également inquiété du sort des oiseaux de mer de passage qui fréquentent les eaux entourant l'Île de Sable. Ces oiseaux sont vulnérables au mazoutage. Un plan d'urgence pour nettoyer les eiders et les autres oiseaux de passage a été recommandé.

Dans son Supplément de l'ÉIE, Mobil répond aux questions concernant le mazoutage des oiseaux en proposant ce qu'elle appelle un plan de nettoyage d'urgence des oiseaux mazoutés. Toutefois, la compagnie ne s'engage pas à soigner les oiseaux mazoutés et ne mentionne aucune disposition en ce sens. Elle signale qu'il n'existe en ce domaine aucune directive du Service canadien de la faune (SCF) ni du Service de la protection de l'environnement. Les vétérinaires locaux pourraient traiter un nombre limité d'oiseaux affectés. On pourrait également utiliser les efforts conjugués d'un personnel qualifié et de groupes d'intérêts.

Aux réunions publiques, un membre du Comité consultatif environnemental de l'Île de Sable (CCEÎS) a déclaré que le nettoyage des oiseaux mazoutés n'est pas du ressort de l'industrie pétrolière. Le CCEIS a indiqué que cette responsibilité incombe au SCF, qui a cependant pour politique de ne pas nettoyer les oiseaux. Sauf si l'espèce affectée est très rare ou en voie d'extinction, les oiseaux sont supprimés de façon indolore.

La Commission conclut qu'une politique pour le traitement des oiseaux mazoutés devrait être établie et incorporée aux plans d'urgence appropriés.

10.0 ÎLE DE SABLE

Les directives pour la préparation de l'ÉIE exigeaient spécifiquement que Mobil accorde une attention particulière à l'Île de Sable dans son examen de la conception du projet et de ses impacts cumulatifs. Mobil a fait une description de l'environnement de l'Île de Sable et a reconnu la faible possibilité que le condensat atteigne l'île ainsi que les effets perturbateurs des survols par les hélicoptères.

Au début de l'examen, on a beaucoup parlé de la quasi absence de prévisions d'impact pour l'Île de Sable dans l'ÉIE, même si de nombreuses activités doivent se dérouler tout près. Un expert technique de la Commission a souligné que, malgré l'affirmation de Mobil selon laquelle aucune nouvelle installation ne serait construite sur l'île, on y aménagera sûrement d'autres installations dans l'avenir. Il faudrait demander à Mobil d'étudier divers moyens d'aménager l'île en fonction d'une utilisation accrue et d'y surveiller et d'y contrôler ses activités et projets.

Dans son Supplément, Mobil tente d'apaiser les craintes des examinateurs par une analyse détaillée des utilisations passées, présentes et à venir de l'île. Les utilisations futures comprennent l'installation d'une base d'urgence et la mise en place, à l'occasion, d'un personnel restreint. En réponse à de nombreuses demandes, Mobil a également évalué d'autres impacts éventuels sur l'île suivant la méthode utilisée pour l'ÉIE.

Les impacts les plus graves recensés dans le Supplément de l'ÉIE semblent être ceux qui affectent les oiseaux vivant dans la région. Les sternes et les pinsons d'Ipswich seront modérément perturbés par le bruit. Mobil prévoit appliquer diverses mesures d'atténuation, dont l'étalement des travaux, la réglementation des aéronefs et l'adhésion à tous les codes et politiques du CCEIS.

Aux réunions publiques, la FCN considérait toujours que la description des impacts sur l'Île de Sable faite par Mobil était insatisfaisante. Selon elle, les impacts éventuels des rejets accidentels et chroniques de contaminants devraient être étudiés plus à fond.

Toujours selon la FCN, en cas de fuite accidentelle, même une petite quantité d'hydrocarbures déversée par un navire d'approvisionnement pourrait avoir des effets graves sur le littoral de l'île et sur les organismes qui y

vivent. À son avis, Mobil n'a réussi ni à évaluer la probabilité d'une fuite accidentelle près de l'Île de Sable ni à mesurer les conséquences environnementales éventuellement graves d'un tel événement.

Mobil a réaffirmé sa position concernant le nettoyage de l'Île de Sable en cas de fuites. Elle a soutenu qu'étant donné la forte énergie des plages de l'Île de Sable, la meilleure stratégie consiste à laisser à la nature le soin de nettoyer les fuites de condensat. L'expert technique de la Commission a approuvé cette approche.

La FCN s'est également préoccupée des impacts du condensat sur la flore, la faune et les eaux souterraines de l'Île de Sable. Mobil a soutenu, en s'appuyant sur certains résultats de son étude, qu'une seule fuite d'hydrocarbures ne serait guère néfaste pour le milieu; les problèmes semblent résulter de fuites multiples et répétées.

Il est clair pour la Commission qu'il faut exercer la plus grande vigilance pour que les impacts éventuels des activités relatives à l'industrie du gaz et du pétrole soient réduits au minimum. La Commission a conclu que, comme le CCÉIS connaît bien la nature particulière de l'environnement de l'Île de Sable, il devrait continuer à protéger l'environnement vulnérable de l'Île de Sable pendant la réalisation et l'exploitation du projet Venture.

Ni la FCN ni aucun autre intervenant ne s'est opposé spécifiquement à l'établissement d'installations d'urgence sur l'île. Il faudrait toutefois que toute proposition soit soigneusement examinée par le CCEIS afin de s'assurer qu'elle soit acceptable du point de vue environnemental.

11.0 LE GAZODUC À TERRE

11.1 Sécurité

Dans le Supplément de l'ÉIE, il est noté que les dossiers de l'Office national de l'énergie (ONÉ) indiquent que la fréquence des accidents de gazoduc devrait varier entre un et deux par 1,000 km par an. Les statistiques de la Canadian Petroleum Association donnent une fréquence de 1.5 accidents par 1,000 km par an. L'expert technique de la Commission a indiqué que, de ces accidents, au maximum un sur dix pourrait être grave et provoquer un incendie.

La pire situation serait une rupture complète du gazoduc par suite de défauts de construction, de défaillances des matériaux, de la corrosion ou de l'intervention d'un tiers. L'exploitation du gazoduc à des pressions supérieures à celles normalement employées au Canada ne pose pas d'autres risques pour la sécurité qu'une plus forte possibilité que des débris soient dispersés dans la zone de la rupture.

Selon l'expert technique de la Commission, l'attention en matière de sécurité devrait surtout porter sur les systèmes de surveillance et de détection et sur le contrôle des activités des tiers le long du tracé, plutôt que sur l'établissement de zones tampons. Depuis 10 à 15 ans, dans l'industrie pétrolière, il y a eu diminution des accidents de pipeline dus aux défauts de construction, aux défaillances des matériaux et à la corrosion; aussi l'importance relative d'accidents causés par des tiers est beaucoup plus grande que par le passé. Cette affirmation est confirmée par une statistique montrant que 96 des 140 accidents de pipeline sur une période de six ans ont été attribués à l'activité de tiers.

Le Supplément de l'ÉIE reconnaît que l'activité de tiers est la cause la plus fréquente d'accident de pipeline et décrit comment le promoteur entend réduire ce genre d'accident au minimum. Mobil projette d'installer des panneaux pour indiquer le tracé du gazoduc, de fournir du personnel pour localiser avec précision les pipelines avant de commencer toute excavation et d'inspecter les pipelines perturbés par des travaux d'excavation effectués à proximité afin de s'assurer qu'ils ne sont pas endommagés.

Mobil a assuré à la Commission que des vannes de sectionnement seraient installées à des intervalles de moins de 30 kilomètres dans les zones de type 1 et à des intervalles de moins de 12 kilomètres dans les zones de type 2, comme le prescrit le Règlement sur les pipelines de l'ONE. Dans une zone de type 1, il n'y aurait pas plus de cinq habitations réservées au personnel. Dans une zone de type 2, il y aurait soit plus de cinq habitations, soit un bâtiment soit un emplacement où vingt personnes ou plus pourraient vivre ou se réunir. Aucune information n'est fournie au sujet du temps qu'il faudrait pour manoeuvrer une vanne de contrôle en cas d'avarie et au sujet du volume de gaz ou de condensat qui s'échapperait par suite de diverses ruptures du gazoduc.

Certains participants voulaient savoir comment les fuites de condensat seraient détectées. Le promoteur a signalé qu'un système de détection des fuites d'après le débit serait installé dans le gazoduc. Ces systèmes peuvent détecter des fuites aussi faibles qu'un huitième pour cent du débit dans une conduite. Dans le cas du projet qui nous occupe, ils décèleraient donc toute fuite supérieure à un baril par jour.

La question des fuites de condensat a été soulevée. Mobil a déclaré que les condensats ne pénètrent pas profondément dans les sols organiques. Toutefois, ce n'est pas le cas dans les moraines de fond perméables et les assises rocheuses fissurées. Si une fuite pénétrait dans une assise rocheuse fissurée, elle serait très difficile à cerner ou à nettoyer. L'ampleur de la fuite serait déterminée à l'aide de détecteurs d'hydrocarbures et de puits d'essai. Une fois découverts, les hydrocarbures écoulés seraient éliminés par pompage dans les puits et par recouvrement du condensat. Ce processus est long et coûteux, mais s'est avéré efficace. Les sols organi-

ques, toutefois, n'ont besoin que d'une aération et d'un épandage d'engrais.

La Commission conclut que les risques pour la sécurité présentés par le gazoduc à terre étaient compatibles avec les normes existantes de l'industrie. Par ailleurs, les organismes de réglementation compétents devraient réévaluer de façon approfondie les normes de sécurité et les plans d'urgence.

11.2 Conflits dans l'utilisation des ressources

Dans son ÉIE, Mobil décrit un couloir de gazoduc dont la largeur varie d'environ 12 à 20 km. En réponse à une demande de la Commission, un couloir mieux délimité, d'un kilomètre de largeur, a été établi dans le Supplément de l'ÉIE.

Lors des réunions publiques, la Commission a entendu certaines doléances concernant le tracé proposé par Mobil. On s'est demandé en particulier si le gazoduc serait construit suivant le tracé figuré dans les documents du promoteur. Pour assurer la protection des ressources biologiques, les examinateurs ont souhaité être consultés au sujet de l'échéancier des travaux. Les problèmes particuliers concernant les conflits dans l'utilisation des ressources par suite de la construction et de l'exploitation du gazoduc portent sur la foresterie, la faune et les ressources en eau.

La municipalité de Guysborough a informé la Commission qu'elle appuyait le projet, mais voulait que la construction et l'exploitation de la composante à terre respecte plusieurs conditions, telles que celles de gêner le moins possible les utilisations foncières existantes, de protéger les espaces découverts, les zones de conservation et les littoraux, d'éviter de perturber les zones d'habitation et de ne pas nuire à l'utilisation productive des terres dans l'avenir. Le terminal maritime et l'usine de traitement de gaz devraient s'intégrer harmonieusement dans le paysage de la région. Enfin, le promoteur devrait assurer la protection des ressources naturelles et éviter la perturbation des boisés, de la végétation naturelle, de la faune et des pêcheries.

11.2.1 Foresterie

Les participants voulaient savoir quels seraient les effets du projet sur les opérations forestières privées. Leurs préoccupations concernaient les plantations d'arbres de Noël, les plans de gestion forestière et l'utilisation de l'équipement lourd. Il n'a pas été possible de prévoir avec précision les impacts, car l'emplacement définitif de l'emprise de 15 m de largeur dans le couloir proposé d'un km de largeur n'est pas connu. Cependant, un tracé définitif du gazoduc doit être présenté à l'ONÉ lorsque la conception du projet sera achevée.

Mobil a l'intention de négocier un règlement avec les propriétaires dont les terres seraient traversées par le gazoduc. Dans les cas où le propriétaire foncier et le promoteur ne pourraient s'entendre, l'ONÉ solliciterait un processus de médiation et, au besoin l'arbitrage.

Mobil a ajouté que, dans les zones de gestion forestière, le reboisement serait effectué à la suite de la construction du gazoduc, mais que l'utilisation de l'équipement lourd pourrait être interdite dans l'emprise. La Commission a cependant noté qu'il faudra aménager des points de traversée.

Les participants ont rappelé à la Commission que la croissance des arbres est fortement limitée par la minceur et l'infertilité du sol dans près de la moitié du couloir. Un grand incendie de forêt pourrait donc détruire les écosystèmes locaux pour des décennies. Selon le MDE, le promoteur a sous-estimé l'importance de ce fléau et devrait prévoir des plans d'urgence pour le cas d'incendie de forêt.

En réponse aux questions de la Commission, le promoteur a indiqué que des discussions ont eu lieu avec l'industrie forestière de la Nouvelle-Écosse au sujet du bois commercialisable. Le bois non commercialisable pourrait être réduit en copeaux et répandu dans l'emprise.

11.2.2 Faune

La faune constitue une ressource importante pour les gens du comté de Guysborough et des environs. L'accès aux ravages de chevreuils et aux lacs et cours d'eau éloignés facilité par l'emprise du gazoduc pourrait accroître les activités de chasse et de pêche. La faune risque d'être perturbée par les véhicules de loisir tels que les véhicules à quatre roues motrices et les motoneiges. Les zones marécageuses, qui constituent un habitat faunique important, seront peut-être perturbées pendant la construction du gazoduc. Les participants ont donc voulu savoir jusqu'à quel point la restauration des terres marécageuses est possible.

On s'est en outre inquiété du fait qu'une tranchée découverte gênerait le mouvement normal des animaux. Mobil a signalé à la Commission que les tranchées ne

sont découvertes que sur une distance d'un kilomètre ou moins devant le chantier et que, dans les zones d'activité faunique importante, des points de traversée seraient établis au-dessus de la tranchée.

L'accès par véhicule à l'emprise serait contrôlé en accord avec les désirs des propriétaires fonciers. Si un propriétaire désire restreindre l'accès à sa propriété, le promoteur plantera des arbres et construira des clôtures ou des talus. Le promoteur a indiqué qu'il n'éviterait pas les ravages de chevreuils à moins de recevoir un avis en ce sens des responsables de la faune.

L'ÉIE reconnaît l'importance des terres marécageuses comme habitat faunique et les classe selon le système de classification du ministère des Terres et Forêts de la Nouvelle-Écosse. Selon le Supplément de l'ÉIE, les impacts du projet sur la faune peuvent être réduits au minimum si l'on évite de perturber les terres marécageuses entre mars et août et si l'on conserve des zones tampons de végétation naturelle pour lutter contre l'érosion. Pendant la construction il faudrait éviter les changements de niveau d'eau, de même que l'érosion et l'envasement. Mobil estime qu'il est primordial de restaurer le drainage des terres marécageuses; d'après l'expérience de la compagnie, cette restauration est réalisable.

11.2.3 Ressources en eau

Les ressources en eau ont une grande valeur récréative pour les Néo-Écossais; les inquiétudes relatives aux traversées de cours d'eau portaient principalement sur leurs impacts relativement à l'habitat du poisson, dont l'envasement des cours d'eau. L'impact de la tranchée sur les réserves en eau a aussi été discuté.

11.2.3.1 Traversées de cours d'eau

La Commission a été informée que les cours d'eau devaient être étudiés sur une distance d'un ou deux km vers l'aval d'une traversée proposée. Les traversées de cours d'eau devraient être étudiées en fonction de la proximité des frayères, des nurseries et des zones d'hivernage. Ces données sont considérées comme nécessaires avant la réalisation de toute étude environnementale ou technique. Il faut également tenir compte de la période de migration des poissons avant d'établir l'échéancier des travaux.

Dans son Supplément de l'ÉIE, Mobil reconnaît qu'il faudrait faire un inventaire des habitats pour mieux choisir les points de traversée, et déterminer les périodes de migration pour établir l'échéancier des travaux et réduire au minimum l'envasement pendant et après la construction. Même s'il reconnaît le bien-fondé de nombreuses inquiétudes des examinateurs, le promoteur n'a pas encore élaboré de mesures d'atténuation précises.

Pendant les réunions, il a été question de suspendre les gazoducs au-dessus des cours d'eau pour ne pas en perturber le lit. Le promoteur estime que le gazoduc ainsi exposé pourrait être facilement endommagé par des tiers; on pourrait cependant forer sous les cours d'eau pour éviter de perturber le lit.

11.2.3.2 Envasement des cours d'eau

Certains participants se sont inquiétés de la possibilité de l'envasement des cours d'eau par suite de l'érosion du sol pendant et après la construction. On a fait remarquer que les sols de la majeure partie du couloir sont sujets à érosion lorsqu'ils sont perturbés. On a également fait observer que si l'emprise est accessible aux véhicules de loisir, le couloir dont la végétation a été remise en état pourrait être perturbé et ainsi contribuer aux problèmes de l'envasement. Les intervenants voulaient savoir comment Mobil se propose de lutter contre l'érosion des sols pendant la construction et après la consolidation de l'emprise.

Dans sa réponse, Mobil a affirmé son intention d'éviter le problème si possible en choisissant un tracé qui éviterait les pentes abruptes et les matériaux instables. Pendant la construction, le trafic des véhicules sera réglementé dans les zones instables. Un filet géotechnique et des rémanents pourraient être placés dans les zones vulnérables pour amoindrir l'impact de l'équipement mécanique. Le rejet direct de sédiments dans les cours d'eau peut être réduit par des ouvrages appropriés le long des berges ou dans le cours d'eau.

Pendant l'exploitation, le promoteur compte surveiller les points d'érosion qui pourraient apparaître dans l'emprise par suite d'erreurs dans le choix des espèces utilisées pour le rétablissement de la végétation.

11.2.3.3 Réserves en eau

Au cours des réunions publiques, la Commission a entendu diverses doléances au sujet de l'impact des tranchées sur les réserves en eau.

Selon un participant, les tranchées pourraient se transformer en canaux et modifier les réseaux de drainage existants. Il a aussi été noté que les tranchées risquent

de créer, dans les eaux souterraines peu profondes, un effet de rabattement qui pourrait avoir des répercussions locales sur les zones humides, la végétation et l'écoulement de l'eau vers les petites sources et les petits ruisseaux. Les participants ont demandé d'être informés des plans de Mobil en matière de surveillance des impacts du drainage longitudinal dans les tranchées et parallèlement à celles-ci.

Mobil a reconnu l'importance de la restauration des réseaux de drainage et a fait part de son intention de mettre en oeuvre un programme de surveillance des eaux souterraines et des puits. Bien qu'elle n'ait pas de données de base définitives au sujet de la qualité et de la quantité actuelles des réseaux d'eaux souterraines peu profonds, Mobil est convaincue d'avoir assez de renseignements pour cerner les problèmes éventuels.

Si des problèmes surviennent, le promoteur est disposé à prendre les mesures correctives nécessaires, y compris la modification ou le déplacement des puits domestiques.

11.2.4 Résumé

La Commission conclut qu'il est nécessaire d'obtenir des informations ponctuelles pour s'assurer que les problèmes environnementaux soient réduits au minimum le long du tracé du gazoduc. Elle croit toutefois possible qu'un tracé acceptable du point de vue environnemental puisse être établi à l'intérieur du couloir proposé par le promoteur. Il faudra consulter les organismes de gestion des ressources avant de déterminer le tracé final et d'élaborer des mesures d'atténuation précises.

11.3 Drainage acide

Dans son Supplément de l'ÉIE, Mobil évalue les possibilités de drainage acide après la construction de la tranchée dans des roches minéralisées de la formation de Meguma. Les niveaux de pH pourraient fortement décroître et les teneurs en arsenic et en métaux lourds augmenter considérablement par suite de la perturbation de ces gisements de schiste et de quartzite minéralisés. Les tills de surface dérivés de cette assise rocheuse pourraient également causer des problèmes en ce domaine et devraient être pris en considération dans les mesures d'atténuation du drainage acide.

Au cours des réunions publiques, Mobil Oil a estimé qu'entre 30 et 35 pour cent du couloir proposé, y compris le terminal maritime, se trouvait dans la formation de Meguma, dont 10 à 30 pour cent le long de l'emprise pourrait être minéralisé. Étant donné que le couloir a 65 km de longueur, environ deux à sept km pourraient être minéralisés. Ces évaluations doivent toutefois être vérifiées par des études sur le terrain. Le promoteur déclare également que, dans certains cas, les risques de drainage acide ne pourraient être déterminés que pendant le creusage des tranchées. Mobil a l'intention de mettre au point des mesures d'atténuation permettant une intervention rapide en cas de drainage acide.

La compagnie affirme qu'elle tiendra compte du drainage acide dans son programme de surveillance de la construction de son plan de protection. Elle a dit à la Commission que le drainage acide pouvait être réduit au minimum grâce à la lutte contre le ruissellement superficiel et le suintement provenant des endroits d'élimination. Comme les phénomènes de diffusion permanente de l'oxygène et d'infiltration des précipitations permettent aux réactions formant de l'acide de se poursuivre longtemps, il faudrait réduire au minimum l'oxydation, lutter contre le suintement et assurer la permanence de la croissance végétale.

Selon l'expert technique de la Commission, le drainage acide pourrait être le problème le plus grave relatif aux installations à terre. Certains participants ont d'ailleurs fait part de leur inquiétude au sujet des incidences éventuelles que cela pourrait avoir sur les cours d'eau de la région.

Pour le MDE, Mobil n'a pas examiné ce problème suffisamment en détail pour établir qu'il n'y aurait aucun effet grave. Le ministère a fait remarquer que, malgré l'intention du promoteur de respecter les directives provinciales pour l'excavation de l'assise rocheuse de schiste, des problèmes persistants pourraient quand même se poser.

La question de l'élimination des roches minéralisées extraites lors du creusage de la tranchée a aussi été soulevée par certains participants. Le promoteur n'a prévu aucun plan précis pour faire face à ce problème, mais a proposé d'étudier plusieurs possibilités en ce domaine. Une option consisterait à broyer ces déchets et à les enfouir dans la tranchée même. Des bouchons pourraient être placés dans la tranchée, lorsque nécessaire et, si les parois sont fissurées, on pourrait boucher les fissures à l'aide de divers types de coulis. Une autre solution serait de transporter les déchets par camion vers une décharge ou de les incorporer, après broyage, à des agrégats pour faire du béton. Le promoteur a également suggéré de combler la tranchée avec du béton si

le drainage acide posait un problème aux traversées des cours d'eau.

La Commission remarque qu'en plus des perturbations provoquées par le tracé du gazoduc, d'autres problèmes semblables pourraient être causés par la construction des routes d'accès et que les mesures d'atténuation devraient en tenir compte. L'incidence du drainage acide sur l'intégrité du gazoduc devrait aussi être prise en ligne de compte par les autorités de réglementation intéressées.

Malgré l'établissement d'un tracé acceptable du point de vue environnemental et l'application de mesures d'atténuation, la présence généralisée de la formation de Meguma le long des côtes de la Nouvelle-Écosse rend pratiquement impossible l'établissement d'un tracé évitant toute zone minéralisée. La Commission en conclut qu'une attention spéciale doit être portée, lors de la construction, aux endroits où le gazoduc ou les routes d'accès traversent des zones de roches minéralisées pouvant produire un drainage acide. Les mesures d'atténuation proposées par le promoteur doivent, pour être applicables, faire l'objet de plus amples recherches afin de vraiment réduire au minimum tout problème de drainage acide pouvant survenir le long du tracé. Ces études doivent porter sur la production chimique et bactérielle du drainage acide.

11.4 Gestion des détritus et remise en état du terrain

Cette section traite de l'élimination des détritus après le creusage et l'enfouissement de la tranchée et des problèmes spéciaux relatifs à la construction du gazoduc dans le voisinage des mines d'or abandonnées.

11.4.1 Élimination des détritus

Au cours des réunions publiques, un participant estimait qu'il resterait de 40,000 à 50,000 mètres cubes de roches et de terre après l'enfouissement du gazoduc. Selon Mobil, entre 20 et 70 pour cent des détritus de roche peuvent être enfouis dans la tranchée et une partie du reste pourrait être placée au dessus de la tranchée pour y former un léger talus. Ce talus devrait finir par se tasser jusqu'au niveau général du sol. Le reste des détritus peut être réparti le long de l'emprise et la végétation remise en état.

La Commission souligne que, bien que ces pratiques soient normalisées, une attention spéciale doit être accordée à l'élimination des déchets minéralisés qui risquent d'entraîner un drainage acide.

11.4.2 Mines d'or abandonnées

La région proposée pour l'aménagement du terminal maritime était une région d'intense extraction d'or. La Commission a été informée que cinq usines avaient utilisé le processus d'amalgamation au mercure dans la région de Dung Cove. Le MDE a déterminé que les sédiments de Seal Harbour Run, situés tout près, contiennent de fortes concentrations d'arsenic provenant de l'exploitation de mines d'or.

Le promoteur a indiqué que les secteurs contaminés pouvaient être évités. Le MDE était d'avis que ce problème pourrait être évité si le projet était réalisé hors du couloir proposé, ou au moins atténué si la construction était faite de façon très prudente.

Des études détaillées seront nécessaires pour s'assurer de ce que les problèmes environnementaux résultant de la perturbation des mines d'or abandonnées soient réduits au minimum au moyen de mesures d'atténuation ou évités par le choix d'un tracé approprié.

11.5 Fluide d'essais hydrostatiques

Un participant a signalé les contraintes suivantes du rejet du fluide d'essais: le volume de fluide nécessaire aux essais pourrait dépasser le débit d'étiage des petits bassins hydrographiques; la Loi sur les pêcheries interdit le rejet de matières délétères dans l'habitat des poissons; les marais ou les terres inondables sont des zones vulnérables servant d'habitat à la faune et de sources pour les cours d'eau; le climat de la Nouvelle-Écosse ne se prête pas à la mise en place d'un système efficace d'élimination reposant sur l'évaporation. Compte tenu de tous ces problèmes, l'intervenant a demandé au promoteur comment il comptait éliminer le fluide d'essais hydrostatiques et quels programmes de surveillance il entendait mettre en oeuvre.

Dans son Supplément, Mobil affirme que l'un des facteurs environnementaux pour le choix du tracé sera la détermination de critères de rejet du fluide d'essais hydrostatiques. La compagnie entend élaborer un programme traitant du rejet de ce fluide dans des cours d'eau appropriés pendant les périodes de débit de pointe. Elle souligne que ce programme de surveillance sera appliqué de façon autonome.

Les incidences du rejet du fluide d'essais hydrostatiques sont qualifiées de négligeables à modérées dans l'ÉIE présentée par Mobil. Selon ce document, de faibles quantités d'additifs tels que les inhibiteurs de corrosion, les biocides et les teintures fluorescentes seront ajoutés au fluide d'essai. Toutefois, au cours des réunions publiques, la compagnie a indiqué que les seuls additifs qui seront utilisés seront un désoxygénant et une teinture biodégradable.

L'ÉIE souligne que les rejets de fluide ne sont ni continus, ni limités à un seul endroit. Pendant les réunions publiques, Mobil a laissé entendre que les risques de créer une forte demande chimique en oxygène dans les cours d'eau récepteurs pouvaient être atténués soit en rejetant le fluide sur de la roche concassée, soit en contrôlant la vitesse de décharge. Selon l'ÉIE, les rejets sur terre ont généralement moins d'impact que les rejets directement dans les cours d'eau. La compagnie a déclaré que l'eau servant à la préparation du fluide d'essai et le choix des emplacements pour les rejets seront conformes aux exigences des organismes fédéraux et provinciaux intéressés.

La Commission conclut qu'il fallait obtenir plus d'informations à ce sujet pour compléter l'évaluation des rejets, prévus ou accidentels, de fluide d'essais hydrostatiques.

12.0 TERMINAL MARITIME ET USINE DE TRAITEMENT DE GAZ

12.1 Terminal maritime

D'après les premières données fournies dans l'ÉIE, le terminal maritime pouvait se trouver n'importe où dans un rayon de 15 km du couloir du gazoduc. Ce manque de précision a d'ailleurs beaucoup préoccupé les participants. Dans un autre document, six emplacements possibles étaient mentionnés. L'expert technique de la Commission a visité trois de ces emplacements et n'a manifesté aucune objection à leur utilisation. Par la suite, Mobil a accordé sa préférence à un emplacement particulier dans la région de Country Harbour. Selon l'avis de l'expert, il s'agissait là du plus approprié des six emplacements du point de vue environnemental.

Certains participants n'ont pas semblé préoccupé par le choix de cet emplacement. L'un d'eux a toutefois proposé un autre emplacement situé à Sheet Harbour dans le comté de Halifax, mais sans fournir de données environnementales. Le promoteur s'y est opposé pour des raisons tenant principalement à ses opérations en mer (voir section 3.2).

Dans la proposition d'aménagement à Sheet Harbour, l'usine de traitement de gaz pourrait être située dans le voisinage immédiat du terminal maritime, éliminant ainsi la nécessité de poser un pipeline dans un couloir de 65 km entre les deux installations et les incidences environnementales qui en découleraient. Mobil considère cependant qu'un pipeline entre le terminal maritime et l'usine permettrait de régulariser facilement les débits de livraison du gaz et du condensat.

Dans son analyse des risques associés au terminal maritime, un des experts de la Commission a fait remarquer que, dans un système sous pression, un accident risque de provoquer un incendie, voire une explosion. Il pourrait donc être nécessaire d'établir une zone de sûreté autour du terminal maritime.

En réponse à ce commentaire, Mobil a souligné que les plans du terminal maritime ne permettaient pas encore une analyse des risques; l'installation ne devrait cependant pas poser de problèmes spéciaux, étant donné que le piège à condensat n'est en fait qu'une section élargie du gazoduc.

La Commission conclut que l'aménagement du terminal maritime à Dung Cove ne devrait pas poser de problèmes du point de vue de la sécurité ou de l'environnement. L'emplacement choisi devrait cependant permettre l'aménagement de l'installation sans entraîner de perturbations inutiles des stériles des mines d'or abandonnées situés le long du tracé du gazoduc.

12.2 Usine de traitement de gaz

Mobil se propose d'aménager l'usine de traitement de gaz du projet sur des terrains spécialement réservés à une utilisation industrielle par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse dans la région de Melford Point. Selon le promoteur, il est impossible de déterminer exactement les incidences environnementales que pourrait avoir la construction de l'usine avant de choisir un emplacement précis; il prévoit toutefois que ces impacts seront négligeables une fois les mesures d'atténuation prévues mises en oeuvre.

Selon les participants, l'ÉIE demeurait trop vague dans ses prévisions des impacts des émissions atmosphériques et des effluents liquides provenant de l'usine de traitement de gaz.

Mobil maintient qu'il est inutile d'effectuer des études au sujet de la qualité de l'air étant donné que le gaz provenant du gisement Venture ne contient pas de soufre et que les problèmes associés aux émissions peuvent être traités dans le cadre des contrôles réguliers effectués par les organismes de réglementation compétents. Le promoteur a indiqué qu'il n'y aurait que deux sources d'émissions atmosphériques: la torchère de l'usine, qui doit dégager du monoxyde de carbone, du bioxyde de carbone et des quantités mineures de matières particulaires, et les compresseurs, qui doivent dégager du bioxyde d'azote ou du bioxyde nitreux. Il n'était cependant pas en mesure de fournir des données au sujet du volume des émissions d'oxyde d'azote avant de connaître les dimensions de l'équipement. Les seuls effluents liquides prévus sont des eaux de ruissellement pluvial et les eaux d'égout domestiques.

Les experts techniques de la Commission n'ont relevé aucun problème particulier au sujet des effluents et des émissions.

La Commission conclut que les émissions et effluents de l'usine de traitement de gaz du projet Venture seront semblables en nature à ceux des autres installations du même type ailleurs au Canada et ne devraient donc pas poser de problèmes particuliers. Les mesures de surveillance prescrites par les organismes de réglementation doivent, bien sûr, être appliquées afin d'en assurer la conformité aux normes gouvernementales.

Au cours des discussions concernant les questions de sécurité qui ont eu lieu pendant les réunions publiques, un participant a fait observer que ni le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, ni l'ONÉ n'avaient prévu de règlements concernant la sécurité dans les usines de traitement de gaz. Il a donc fortement recommandé à la Commission de s'assurer que des normes de sécurité soient établies avant la construction de l'installation.

Les facteurs de sécurité relatifs à l'usine de traitement de gaz ont d'ailleurs fait l'objet d'un débat entre l'expert technique de la Commission et le promoteur. Il en est ressorti que, bien que l'exploitation de l'usine présente divers risques d'incendie, l'établissement de zones de sécurité appropriées préviendrait l'endommagement de toute installation située à proximité de l'emplacement prévu.

La possibilité d'aménager une installation de liquéfaction de gaz naturel près de l'usine de traitement de gaz a également été étudiée. Les experts en sécurité ont conclu que les conflits éventuels entre les deux installations pouvaient être résolus soit par l'établissement d'une zone de sécurité appropriée entre elles, soit par leur fusion et leur exploitation en une seule et même unité, conformément aux codes courants.

Il a été observé que les risques présentés par les installations à terre pouvaient être réduits à des niveaux acceptables grâce à la technologie existante. Des analyses détaillées devraient quand même être effectuées pour déterminer tout problème éventuel en matière de sécurité et des normes établies en conséquence par les organismes de réglementation.

La Commission conclut que l'usine de traitement de gaz peut être aménagée dans le parc industriel de Melford Point sans que cela pose de problèmes particuliers pour la sécurité ou l'environnement.

13.0 SURVEILLANCE, SUIVI ET PLANIFICATION À LONG TERME

13.1 Surveillance

Les directives pour la préparation de l'ÉIE exigeaient que Mobil conçoive un programme pour surveiller les conséquences environnementales possibles du projet. L'ÉIE décrit brièvement le programme de surveillance que Mobil se propose de mettre en oeuvre, tout en précisant qu'il ne sera pas au point avant l'achèvement des plans techniques du projet. Les participants ont fortement critiqué l'imprécision des plans de surveillance.

Mobil a tenté de répondre à ces critiques dans son Supplément de l'ÉIE, où elle décrit ses projets de surveillance du milieu marin, du gazoduc sous-marin, du gazoduc à terre et de l'usine de traitement de gaz.

Pendant les réunions publiques, la compagnie a précisé davantage ses plans de surveillance. Elle compte en effet surveiller les effets et la conformité du projet. La surveillance des effets est définie comme l'observation ou la mesure répétée de paramètres environnementaux prédéterminés au cours d'une certaine période pour évaluer les changements. La surveillance de conformité sert à vérifier la conformité du projet avec les règlements du gouvernement ou avec les normes et directives environnementales de la compagnie.

Mobil prévoit n'effectuer la surveillance des effets qu'à l'emplacement de la plate-forme en mer et dans le couloir terrestre du gazoduc. La surveillance de la conformité portera sur les débris dus à la construction et à l'exploitation de la plate-forme et du gazoduc sous-marin, l'intégrité structurale du gazoduc sous-marin, certains aspects de la construction du gazoduc à terre et certains paramètres relatifs au gazoduc à terre pendant l'exploitation. À l'usine de traitement de gaz, Mobil prévoit surveiller les rejets.

Le MDE a affirmé qu'une présentation plus complète et à jour des données de base propres aux éléments particuliers du projet s'impose avant le début de la construction. Mobil n'a cependant pas l'intention de recueillir plus de données de base, parce qu'un tel travail demande du temps et est peu rentable; selon la compagnie, les données de base n'ont que fort peu de valeur et il est très difficile d'établir des relations de cause à effet. Le MPO a répété qu'il s'inquiète du peu de place accordée à la surveillance des réactions biologiques aux rejets de produits chimiques.

Selon un expert technique de la Commission, il serait possible, en effectuant simplement des études biologiques dans la région de Venture et ses environs après la mise en valeur du gisement Venture, de détecter les impacts du projet sans que Mobil ait à recueillir des données de base. Cela satisferait en partie le MDE, qui veut une évaluation plus globale. L'expert a également proposé que les aspects techniques de la surveillance des effluents soient examinés par l'APGTC et que le MPO soit chargé de la surveillance des effets.

La question de la surveillance a aussi été abordée par la FCN, qui a recommandé qu'un comité spécial fasse une étude détaillée des rejets chroniques dans la région de Venture pour recueillir des données scientifiques non seulement pour Venture mais aussi pour les projets à venir. La Wilderness Society of Newfoundland a proposé en outre de faire largement appel à des comités pour établir un système de surveillance des effets et orienter sa mise en application.

Au dire de la Commission, la question de la surveillance est très importante pour beaucoup d'intéressés, mais les méthodes d'étude en ce domaine ne sont pas encore établies, ni uniformisées. Il existe toutefois, dans le cadre du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement, des projets destinés à déterminer l'efficacité de la surveillance des activités pétrolières en mer. La Commission conclut que la surveillance est essentielle pour assurer l'acceptabilité environnementale du projet, mais que le promoteur n'a pas encore suffisamment précisé ce qu'il entend faire en ce domaine. Un plan global de surveillance pour toutes les composantes du projet devra être établi et approuvé par les organismes de

réglementation. Ce plan devra tenir compte des préoccupations des gestionnaires des ressources et des autres intéressés. Dans diverses sections du présent rapport, la Commission mentionne d'autres domaines où la surveillance continue s'impose.

13.2 Suivi

La Commission a demandé, après les séances d'information publiques, des précisions concernant la nature et l'ampleur des processus d'examen postérieurs à celui en cours qui pourront s'appliquer au projet Venture. L'information fournie par le promoteur devrait comprendre les processus auxquels les organismes techniques et le public peuvent participer.

En ce qui concerne le besoin de consultations permanentes exprimé par les communautés, Mobil entend organiser un programme d'information prévoyant la tenue de conférences, sa participation à divers comités et la formation de nouveaux comités au besoin. Afin d'assurer que tous soient informés, le promoteur établira une liste des personnes intéressées de la région affectée par le projet et rencontrera les groupes communautaires. Mobil a indiqué qu'un comité local serait chargé d'examiner les problèmes des pêcheurs côtiers.

L'un des principaux organismes de réglementation cité par Mobil est l'APGTC. Celle-ci a pour mandat d'administrer les activités pétrolières et gazières en mer et est l'un des principaux intermédiaires entre le gouvernement et l'industrie. L'une des plus importantes fonctions de l'APGTC dans l'examen postérieur à celui de la Commission est l'approbation du plan de développement. Mobil entend soumettre un plan de développement pour le projet en janvier 1984. L'APGTC est chargée de réglementer l'exploitation du projet Venture et les activités connexes. Elle a en outre la responsabilité de surveiller les opérations en mer.

L'autre organisme important de réglementation pour le projet Venture est l'ONÉ. La Commission a été informée que l'ONÉ tiendra des audiences et rendra des décisions au sujet de l'exportation du gaz naturel de Venture. De même, l'ONÉ tiendra des audiences publiques et rendra des décisions au sujet de tout pipeline interprovincial. Après l'autorisation des installations de transport d'énergie, l'Office doit s'assurer que l'opinion des propriétaires fonciers est prise en considération. Les responsabilités de l'ONÉ en matière de réglementation concernent également le gazoduc en mer et l'usine de traitement de gaz. L'ONÉ est chargée de surveiller les installations relevant de sa compétence.

Deux autres mécanismes ont été mis en place par suite de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse. D'abord, comme le rapport l'a mentionné, un Comité consultatif pour les pêches a été créé. Ce Comité a pour mandat de conseiller les ministres des Pêches au sujet des questions relevant des projets en mer. Le comité, qui comprend des représentants des ministères des Pêches fédéral et provincial ainsi que du personnel de l'industrie, a tenu sa première réunion en juin 1983. Les représentants gouvernementaux du Comité consultatif pour les pêches sont également membres du Comité de coordination environnementale, qui est coprésidé par l'APGTC et le ministère provincial de l'Environnement. Sans avoir été actif, ce comité constitue quand même une tribune où plusieurs ministères, dont le MDE, ont la possibilité de discuter de questions d'intérêt commun.

En 1974, le Comité consultatif environnemental de l'île de Sable était créé pour conseiller le MDT. Les organismes gouvernementaux intéressés à l'Île de Sable y sont représentés. Le mandat initial du Comité était de surveiller, de conseiller le ministère, et de préparer un code d'éthique relatif à l'île. Le MDT a également des responsabilités directes à l'égard du projet et utilise les TERMPOL pour aider les promoteurs et les organismes gouvernementaux à satisfaire aux exigences d'approbation d'un projet.

Selon la Voluntary Economic Planning Association, les milieux de la pêche et l'industrie pétrolière et gazière devraient se rencontrer régulièrement pour avoir de franches discussions au sein des comités existants, et l'industrie pétrolière et gazière devrait établir une série de contacts dans les secteurs primaire (récolte) et secondaire (transformation) de l'industrie de la pêche dans les zones côtières qui pourraient subir un impact du projet Venture. La FCN recommande de créer un Comité de l'intérêt public comprenant un secrétaire et un coordonateur.

Le MDE a suggéré que des mécanismes de consultation soient organisés pour aider les principaux organismes de réglementation à chaque étape du développement.

Le MPO a demandé que les processus d'examen postérieur à celui de la Commission prévoient un mécanisme de consultation au sujet du choix des tracés et des emplacements de développement. Le MDT et MER ont aussi demandé la tenue de consultations dès que les plans détaillés seront disponibles.

Ces organismes n'ont pas de critiques particulières concernant le système existant; ils se demandent seulement quelle sera son efficacité, étant donné que certaines de

ses composantes n'ont été établies que tout récemment et n'ont pas encore fait leurs preuves.

La Commission conclut que le promoteur et les organismes gouvernementaux compétents devront déployer des efforts spéciaux pour poursuivre leurs consultations auprès du public après l'examen par la Commission, d'autant plus que celui-ci a eu lieu au début du cycle de planification. En particulier, la Commission recommande que soient maintenus les centres d'information du public ouverts pendant l'examen par la Commission et qu'un agent d'information du gouvernement soit chargé d'aider les personnes intéressées.

La Commission recommande de recourir aux mécanismes de consultation interministériels en place pendant les phases de développement et d'exploitation du projet Venture, en les modifiant pour en améliorer l'efficacité grâce à l'expérience acquise.

La Commission recommande en outre que les ministères fédéral et provincial de l'Environnement surveillent l'application des recommandations du présent rapport et veillent à ce que le promoteur tienne ses engagements, et qu'ils remettent un rapport annuel à leurs Ministres respectifs aux fins de publication.

Pourvu que ces mesures soient appliquées, la Commission est d'avis que ce genre d'examen effectué dès les premières phases de réalisation d'un projet est un processus approprié pour déterminer comment poursuivre cette réalisation dans le respect de l'environnement.

13.3 Planification à long terme

Un certain nombre de participants a fait remarquer qu'il existe des projets connexes au sujet desquels Mobil n'avait fourni que peu d'informations. Dans l'ÉIE, la compagnie évalue les incidences environnementales probables des installations telles que des quais, des bases d'opérations et d'approvisionnement permanentes, des bases d'approvisionnement temporaires pour le gazoduc et les plates-formes en mer, et des chantiers où seront préparés le revêtement et l'acier nécessaire au gazoduc. Elle ne donne cependant aucun détail concernant les installations et les mesures d'atténuation nécessaires étant donné qu'elle ne possède encore aucun renseignement au sujet de l'emplacement de ces projets.

Le MDE a souligné que les impacts cumulatifs des projets d'exploitation des hydrocarbures en mer et des activités connexes qui suivront dans la région de l'Île de Sable devraient être évalués. Le ministère a suggéré que l'APGTC commence dès maintenant à élaborer un plan pour déterminer les contraintes écologiques de la région de l'Île de Sable, plan qui pourrait servir de fondement à des scénarios de planification et d'évaluation. Le MDE, conscient que les données sont encore insuffisantes pour permettre d'élaborer immédiatement une stratégie, souhaiterait au moins que l'on fasse des efforts dans ce sens.

La FCN a recommandé que le Canada, la Nouvelle-Écosse et la EPOA établissent sans délai un processus général qui permette d'évaluer les incidences environnementales de l'ensemble des opérations d'exploitation d'hydrocarbures dans le plateau de Scotian, notamment aux environs de l'Île de Sable.

Un document de travail préparé par le ministère des Pêches et des Océans et portant sur l'habitat du poisson et l'application d'une stratégie de planification coopérative des ressources a également été cité pendant les réunions. Il a été observé que la planification devait tenir compte à la fois des apports du pétrole et de ceux de la pêche.

Mobil a rétorqué qu'il était difficile de faire de la planification stratégique, étant donné qu'il est impossible de savoir d'avance quelles ressources seront découvertes et, donc, quelles régions seront mises en valeur. Elle a d'ailleurs fait remarquer que le gisement Venture semblait être le seul dont la production pouvait être absorbée par le marché dans la conjoncture actuelle.

La Commission conclut que la faisabilité d'un cadre stratégique pour l'exploitation du gaz de la région de l'Île de Sable n'ayant pas été démontrée à l'heure actuelle, la préplanification pourrait être avantageuse pour tous les intéressés. Pour éviter tout conflit inutile, les moyens de communication actuellement en place devraient être utilisés pour communiquer à tous les intéressés tout renseignement pertinent relatif aux projets à venir et les limites des ressources.

La Commission conclut également que les projets connexes au développement Venture devraient être soumis à un examen, une fois les renseignements ponctuels disponibles. Les organismes de réglementation intéressés devraient donc examiner soigneusement tous les projets associés à ce développement mais qui n'ont pas été abordés dans l'examen de cette Commission afin de réduire au minimum tout impact environnemental éventuel au moyen de mesures d'atténuation appropriées.

14.0 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES CONCLUSIONS

La Commission est parvenu à un certain nombre de conclusions dont plusieurs sont considérées comme plus importantes et sont énumérées ci-après.

La Commission a tiré de son examen les conclusions suivantes:

1) Les risques d'éruption d'un puits pendant les phases de développement et d'exploitation du gisement Venture sont élevés; une telle éruption pourrait provoquer des incendies graves et entraîner des impacts environnementaux importants.

2) L'élimination en mer des boues de forage à base d'huile pourrait être néfaste pour le milieu; en conséquence, la compagnie devrait, dans la mesure du possible, utiliser des boues à base d'eau ou d'huile de faible toxicité.

3) Il est nécessaire de surveiller les détritus de forage, dont les boues, pour déterminer les effets éventuels à long terme que pourrait avoir la mise en valeur du gisement Venture.

4) L'évaluation par le promoteur de la menace que constitue la glace pour le projet est satisfaisante, mais les plans d'urgence et la conception des plates-formes devraient tenir compte des données qui seront recueillies au sujet des icebergs et de la glace de mer.

5) Une fois terminées, les études concernant les activités sismiques effectuées par le promoteur devront être soumises à l'examen des organismes compétents pour déterminer les risques posés par les tremblements de terre.

6) Les vagues pourraient constituer une menace grave pour les plates-formes du projet, et ce problème n'a pas été suffisamment étudié.

7) Le promoteur reconnaît la nécessité d'un programme détaillé de formation des employés dans le domaine de la sécurité mais n'a pas encore mis au point des plans, mesures et méthodes en conséquence.

8) L'aménagement d'une base d'urgence sur l'Île de Sable pourrait être envisagé par les organismes de réglementation pourvu que cela ne perturbe pas l'environnement.

9) Il est probable que le gazoduc en mer proposé par le promoteur subisse des avaries au cours de l'existence du projet.

10) L'enfouissement du gazoduc en mer pourrait réduire de beaucoup les probabilités d'avaries.

11) Bien que le promoteur n'ait proposé aucune méthode de protection du gazoduc contre les icebergs, la probabilité d'un tel accident est beaucoup moindre que celle d'un accident attribuable à d'autres phénomènes.

12) Il est essentiel d'effectuer des études détaillées du tracé du gazoduc en mer pour s'assurer de ce que dans la conception du tracé il soit tenu compte des facteurs géotechniques et des facteurs relatifs aux pêches.

13) D'autres renseignements devront être recueillis pour parachever l'évaluation des incidences de l'élimination ou du rejet accidentel de fluide d'essais hydrostatiques tant en mer que sur terre.

14) L'interruption de la pêche en mer pendant la pose du gazoduc ne devrait être que temporaire et découler davantage de la nécessité d'établir une zone de sécurité pendant la construction que des incidences du projet sur le milieu.

15) Les renseignements fournis par Mobil étaient insuffisants pour permettre de s'assurer que le gazoduc non enfoui n'endommagerait pas les engins de pêche ou ne gênerait pas les activités de pêche.

16) Les perturbations immédiates des activités de pêche en cas d'éruption ou de rupture du gazoduc découleront davantage de l'altération du poisson que de sa mortalité.

17) Le plus grave impact environnemental d'une éruption sera ressenti par les poissons juvéniles; chez les poissons adultes, les pertes ne pourraient être détectées du fait des fluctuations naturelles dans les populations.

18) La modification du fond de la mer et l'apparition de matières en suspension provenant de la construction du gazoduc à proximité des côtes entraîneront une perturbation à court terme des activités de pêche.

19) Des renseignements ponctuels devront être recueillis pour le choix final d'un tracé du gazoduc dans la région de Country Harbour afin de réduire au minimum les impacts sur le littoral, les installations connexes et les activités de pêche.

20) La rupture du gazoduc près de la côte pourrait avoir des répercussions environnementales graves sur le littoral.

21) L'augmentation du trafic maritime dans la région pourrait susciter certains conflits; ces conflits pourront être atténués si l'on obtient des renseignements détaillés concernant les mouvements des navires d'approvisionnement et des pétroliers.

22) Les débris provenant de la construction pourraient également être une source de conflit entre les industries du pétrole et de la pêche; une saine gestion ainsi qu'un programme d'indemnisation pour tout problème persistant permettraient de réduire au minimum ces conflits.

23) Aucun plan d'indemnisation n'a encore été mis au point par l'industrie pétrolière à la satisfaction du secteur de la pêche.

24) La construction et l'exploitation du projet pourraient perturber les oiseaux vulnérables de la région ainsi que leur habitat.

25) Il n'existe aucune politique établie pour le traitement des oiseaux mazoutés.

26) Une attention spéciale devra être accordée aux secteurs vulnérables de l'Île de Sable pendant la durée du projet.

27) Les risques que présente le gazoduc en mer pour la sécurité ne devraient pas être plus importants que ceux posés par d'autres projets industriels semblables.

28) Il est possible d'établir un tracé acceptable du point de vue environnemental à l'intérieur du couloir terrestre proposé.

29) Des données ponctuelles devront être recueillies pour assurer que le tracé du gazoduc perturbe le moins possible les différentes utilisations des ressources de la région et entraîne un minimum de répercussions sur l'environnement.

30) Les risques pour l'environnement sont plus élevés dans les endroits où le gazoduc traverse des secteurs de roches minéralisées qui peuvent provoquer un drainage acide.

31) L'aménagement du terminal maritime dans la région de Dung Cove ne semble pas poser de problèmes particuliers ni pour l'environnement, ni pour la sécurité.

32) Les émissions et les effluents de l'usine de traitement de gaz devraient être de même nature que ceux des installations semblables ailleurs au Canada, et ne devraient donc pas poser de problèmes particuliers.

33) L'aménagement de l'usine de traitement de gaz dans le parc industriel provincial situé près de Melford Point semble acceptable, tant du point de vue de l'environnement que de celui de la sécurité.

34) Il est essentiel d'assurer une surveillance continue pour que le projet ne perturbe pas l'environnement; le promoteur n'a toutefois pas encore mis au point de plan précis à cet égard.

15.0 RECOMMANDATIONS

15.1 La Commission recommande:

Qu'on autorise le développement et la production du gisement Venture pour autant que les conditions suivantes, jugées nécessaires pour rendre le projet acceptable du point de vue environnemental, soient respectées:

1) des plans d'urgence doivent être établis, avant le début du forage de développement de façon à tenir compte des préoccupations relatives à la sécurité et à l'environnement, et en accordant une attention spéciale aux dangers venant des vagues, aux risques d'incendie et à la perturbation des pêches par suite d'une éruption;

2) la conception des plates-formes doit comprendre le plus possible de mesures de protection contre les incendies;

3) des boues de forage à base d'eau ou d'huile de faible toxicité doivent être utilisées chaque fois que possible. S'il faut recourir à des boues à base d'huile ordinaire, leur élimination devra se faire à des endroits appropriés à terre;

4) la surveillance des détritus de forage doit être assurée pour déterminer si des effets à long terme se feront sentir et si des mesures d'atténuation supplémentaires devront être appliquées;

5) d'autres informations au sujet de la glace de mer et des icebergs doivent être recueillies afin de concevoir les plans d'urgence et la plate-forme en conséquence. Il faudra exécuter un programme de reconnaissance des icebergs pendant toute la durée du projet, même si la probabilité d'un accident est faible;

6) les résultats des études au sujet des activités sismiques doivent être examinés par des organismes techniques compétents et des mesures de protection contre les tremblements de terre doivent être prévues, au besoin, dans la conception des installations de production en mer;

7) d'autres études concernant le régime des vagues doivent être effectuées avant de poursuivre l'étude des plans des installations de production en mer;

8) un programme de formation complet à l'intention des travailleurs doit être soumis aux organismes de réglementation qui en surveilleront l'exécution tout au long du projet;

9) l'industrie pétrolière et les ministères fédéraux doivent s'entendre sur des procédures satisfaisantes de recherche et de sauvetage avant la réalisation et l'exploitation du gisement Venture;

10) des plans d'urgence pour les zones en mer doivent être préparés avant l'exploitation du gazoduc en tenant compte non seulement des effets environnementaux mais aussi des dangers pour les navires et les plate-formes;

11) le gazoduc sous-marin doit être enfoui partout où c'est possible, à moins que le promoteur ne prouve, par des études détaillées, que l'intégrité du gazoduc sur le fond de la mer peut être garantie et que les engins de pêche ne seront pas affectés;

12) des études détaillées du tracé du gazoduc en mer doivent être effectuées pour s'assurer que les problèmes de géotechnique et de pêche sont pris en ligne de compte. Les résultats de ces études devront être examinés par les organismes scientifiques et de réglementation compétents avant que le tracé ne soit déterminé;

13) la question du rejet et de l'élimination du fluide d'essai hydrostatique devra être étudiée davantage par les organismes de réglementation et de gestion des ressources avant l'essai du gazoduc en mer et à terre;

14) le milieu intéressé des pêches doit être consulté pour établir un échéancier de construction du gazoduc sous-marin qui réduise au minimum les perturbations;

15) au cas où une section du gazoduc ne serait pas enfouie, des indemnisations doivent être prévues pour tout dommage subi par les engins de pêche ou pour tous frais connexes. Une autre exigence est le renoncement à tout recours contre le responsable en cas de dommage au gazoduc;

16) la zone où le poisson risque d'être altéré doit être mieux délimitée. Ceci permettra de mieux déterminer la zone où les activités de pêche pourraient être interrompues en cas d'éruption à la plate-forme ou de rupture du gazoduc. Il faut faire

d'autres études au sujet des concentrations de condensat et du temps nécessaire à l'altération des poissons et des coquillages;

17) des études ponctuelles, un tracé approprié du gazoduc, des mesures d'indemnisation, la surveillance des effets et un échéancier des travaux adéquats, sont nécessaires pour assurer que le gazoduc à proximité de la côte soit acceptable au point de vue de l'environnement;

18) un plan d'urgence pour le cas d'une fuite à proximité du littoral doit être préparé en vue de protéger les zones vulnérables qui pourraient subir un impact résultant de la rupture d'une conduite près de la côte;

19) plus d'informations doivent être fournies au sujet du trafic maritime prévu en fonction du projet, à mesure qu'elles seront connues;

20) des dispositions doivent être prises entre le promoteur et ses entrepreneurs pour que les débris provenant de la construction de la plate-forme en mer et du pipeline sous-marin ne soient pas laissés au fond de la mer;

21) un plan d'indemnisation satisfaisant pour le secteur des pêches et l'industrie pétrolière doit être établi par le promoteur. Si cela n'est pas possible au moment de la réalisation, les organismes gouvernementaux compétents devraient établir un mécanisme d'indemnisation approprié;

22) la compagnie doit prendre des mesures spéciales pour éviter de perturber inutilement les oiseaux vulnérables et leur habitat pendant la construction et l'exploitation du projet;

23) une politique de traitement des oiseaux de mer mazoutés doit être élaborée et incorporée aux plans d'urgence;

24) les effets éventuels des activités pétrolières et gazières en mer doivent être surveillés de près à l'Île de Sable pour en protéger le milieu exceptionnel;

25) les organismes de gestion des ressources doivent être consultés avant que le tracé soit déterminé et pendant la préparation de mesures d'atténuation précises;

26) d'autres études concernant les mesures d'atténuation, dont les déviations, doivent être effectuées pour réduire au minimum les problèmes de drainage acide le long du tracé;

27) d'effectuer des études détaillées afin de s'assurer d'éviter de perturber les stériles de mines d'or par le choix d'un tracé approprié ou de réduire ces perturbations au minimum par des mesures d'atténuations adéquates. Ceci exige que l'emplacement du terminal maritime soit choisi avec un soin particulier;

28) les organismes de réglementation compétents doivent examiner en détail les exigences en matière de sécurité et les plans d'urgence relatifs au terminal maritime, du pipeline à terre et à l'usine de traitement de gaz; les normes nécessaires doivent être établies par ces organismes;

29) les organismes de réglementation compétents doivent examiner les niveaux proposés d'émissions et d'effluents provenant de l'usine de traitement de gaz à mesure que les détails techniques seront connus;

30) un plan global de surveillance de toutes les composantes du projet doit être préparé et soumis à l'approbation d'organismes de réglementation, compte tenu des préoccupations des gestionnaires des ressources et d'autres intéressés.

15.2 Il est recommandé en outre que:

1) des mécanismes améliorés soient mis au point pour rehausser la qualité des ÉIE qui serviront aux examens ultérieurs;

2) les projets futurs soient soumis assez tôt pour que des directives appropriées soient données aux promoteurs pour la préparation de leurs études;

3) le promoteur et les organismes gouvernementaux compétents fassent des efforts spéciaux pour poursuivre les consultations avec le public. Les centres d'information établis pendant l'examen par la Commission devraient être maintenus, et un agent d'information gouvernemental devra être mis à la disposition du public pour aider les personnes intéressées;

4) les mécanismes actuels de consultation interministérielle soient utilisés pendant le développement et l'exploitation du projet Venture, et soient améliorés en fonction de l'expérience acquise;

5) les ministères fédéral et provincial de l'Environnement surveillent la mise en application des

recommandations du présent rapport et des engagements du promoteur, et adressent un rapport annuel à leurs ministres pour diffusion publique;

6) l'industrie et les gouvernements partagent les renseignements préliminaires concernant les projets futurs et les limitations de ressources afin d'éviter les conflits inutiles au stade de la planification préliminaire;

7) les responsables de la réglementation examinent avec soin tous les projets connexes associés au gisement Venture qui ne sont pas compris dans le présent examen pour s'assurer que les impacts environnementaux sont réduits au minimum par des mesures d'atténuation adéquates.

PROJET DE DÉVELOPPEMENT VENTURE
COMMISSION D'ÉVALUATION
ENVIRONNEMENTALE
DE L'ÎLE DE SABLE

P.J. PARADINE
(Co-Président)

L. PEDDLE
(Co-Président)

R.H. BURGESS

L.R. DAY

ANNEXES

ANNEXE A

TERMES DU MANDAT DONNÉ PAR LES MINISTRES FÉDÉRAL ET PROVINCIAL DE L'ENVIRONNEMENT À LA COMMISSION D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DE L'ÎLE DE SABLE

Introduction

La Commission a été constituée par les ministres de l'Environnement du Canada et de la Nouvelle-Écosse, en conformité de l'article 8 de l'accord fédéral-provincial sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes. Le promoteur de la proposition soumise à l'examen de la Commission est la Mobil Oil Canada Limited.

Objet

Le présent document vise à exposer les responsabilités de la Commission d'évaluation environnementale, le processus qu'elle doit suivre ainsi que les buts visés par les gouvernements fédéral et provincial en cause.

Fonctions de la commission

La Commission est chargée de déterminer les moyens grâce auxquels le projet peut être réalisé d'une manière acceptable pour l'environnement. Elle doit en outre faire un examen complet et rapide de la production d'hydrocarbures dans la région de l'île de Sable (figure 8).

Portée de l'examen

L'examen doit englober des questions concernant la mise en valeur de gisements de gaz naturel, le transport sous forme gazeuse et liquide jusqu'à terre et les principales installations auxiliaires situées à terre. La Commission doit être prête à se pencher sur les divers aspects relatifs aux répercussions du projet sur l'environnement, aux influences de l'environnement sur la réalisation du projet et aux effets sociaux connexes.

Processus d'examen de la Commission

Voici les principales étapes du processus d'examen de la Commission:

1. La Commission est formée de deux personnes nommées par le gouvernement fédéral et de deux autres nommées par l'administration provinciale; un représentant de chaque ordre de gouvernement agit à titre de co-président.
2. Un projet de directives concernant l'énoncé des incidences environnementales (EIE) est publié par la Commission et est distribué au promoteur, aux organismes gouvernementaux et techniques et au public.
3. La Commission reçoit des commentaires par écrit concernant ce projet de directives.
4. La Commission y met la touche finale et communique les directives au promoteur.
5. Le promoteur rédige l'ÉIE et le présente à la Commission.

6. Cette dernière distribue l'ÉIE au public et aux organismes gouvernementaux.
7. Le public et des organismes techniques examinent l'ÉIE et font part de leurs commentaires par écrit à la Commission.
8. Après cet examen de l'ÉIE, la Commission peut demander davantage de données ou passer directement à l'étape 9.
9. La Commission tient des réunions publiques où sont examinées les répercussions du projet; elle invite les deux membres de la commission chargée d'examiner les incidences socio-économiques (institué en vertu de l'article 7 de l'entente Canada-Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes) à prendre part à ces réunions.
10. La Commission prépare son rapport et le présente aux ministres de l'Environnement.

Relations de la Commission

Il sera mis sur pied un secrétariat chargé de fournir les services administratifs requis au cours de l'examen, sous la direction des co-présidents et des membres de la Commission. Il incombera au BFEEE et au ministère de l'environnement de la Nouvelle-Écosse de fournir ces services de secrétariat.

Les activités de la Commission sont indépendantes de celles de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore et des divers organismes fédéraux et provinciaux.

Au besoin, la Commission cherchera conseil auprès du comité consultatif mixte des pêches, créé en vertu de l'article 9 de l'entente Canada-Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes.

ANNEXE B

BIOGRAPHIE DES MEMBRES DE LA COMMISSION

Philip J. Paradine, Co-président

M. Paradine a obtenu un B.Sc. (génie civil) et par la suite une maîtrise en génie (ressources en eau) de l'université d'Ottawa.

Il est entré au service de la Fonction publique du Canada en 1967. Il a occupé des postes d'ingénieur à Transports Canada, à la Commission de la capitale nationale et à Environnement Canada. À partir de 1973, il s'est spécialisé dans le domaine de la protection et de l'évaluation de l'environnement.

En 1978, M. Paradine s'est joint au Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales. Il s'est occupé des travaux administratifs de plusieurs commissions, entre autres, celle du projet routier à Banff (km 0-13) et (km 13-27).

Depuis 1979, il préside certaines commissions d'évaluation environnementale, y compris celle du Bas Churchill et des Grands Bancs de Terre-Neuve, dans la région de l'Atlantique et est présentement Directeur du BFEEE pour cette région.

Leo Peddle, Co-Président

M. Peddle, qui a pris sa retraite alors qu'il était vice-président de la mise en marché à la compagnie Twin Cities Co-operative Dairy Limited, a été nommé membre de la Commission par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse.

M. Peddle a pris sa retraite en 1980 après avoir passé 35 ans au service de Twin Cities Dairy, ou il a consacré 28 ans aux négotiations de travail, aux relations publiques et la publicité ainsi qu'à l'administration du personnel.

Originaire d'Halifax où il a toujours habité, il a été vice-président de la Commission scolaire d'Halifax et a participé activement à de nombreuses activités communautaires et d'affaires. Il a également été président du Rotary Club of Halifax North West et du Halifax Ad and Sales Club. M. Peddle a également participé aux activités d'organisations musicales de la collectivité.

Robert H. Burgess

M. Burgess, de Truro, a été désigné par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse pour faire partie de la Commission.

Il a pris sa retraite en 1977 alors qu'il occupait le poste de sous-ministre au ministère des Terres et Forêts de la Nouvelle-Écosse, où il a travaillé durant plus de trente ans.

Diplômé de l'Université du Nouveau-Brunswick et ancien combattant de la Seconde Guerre mondiale, M. Burgess est membre de l'Institut forestier du Canada et du Nova-Scotia Land Surveyors Association.

Il fut membre du Nova Scotia Environmental Control Council de 1978 à décembre 1982.

Lewis R. Day

Né à Harrowsmith, en Ontario, M. Day a obtenu un B.A. (biologie) à Queen's University, à Kingston. Il a par la suite obtenu une maîtrise (biologie marine et pêcheries) à l'University of Western Ontario, à London, et était candidat au doctorat dans la même discipline à l'Université de Toronto au moment où il s'est joint aux Forces armées canadiennes qui l'ont affecté outre-mer de 1942 à 1945.

Il est entré au service de la Fonction publique du Canada en 1945 et a occupé divers postes, notamment à titre de biologiste des pêcheries et directeur adjoint à la station de biologie du Conseil de recherches sur les pêcheries du Canada, à St. Andrews, au Nouveau-Brunswick.

En 1963, il a été nommé secrétaire de la Commission internationale des pêcheries de l'Atlantique nord-ouest, qui est devenue l'Organisation des pêches de l'Atlantique nord-ouest (OPANO) en 1979. Il était secrétaire de l'OPANO lorsqu'il a pris sa retraite en 1980.

Au cours de sa carrière, M. Day a participé à l'élaboration et à l'application de programmes de recherche pour les pêcheries canadiennes de l'Atlantique.

ANNEXE C

PARTICIPANTS À L'EXAMEN PUBLIC

1. PARTICIPANTS AUX RÉUNIONS PUBLIQUES

A. GROUPES

1. ATLANTIC FISHING VESSELS ASSOCIATION (AFVA)
2. CANADIAN NATURE FEDERATION (CNF)
3. COMMUNITY AWARENESS FORUM
4. EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION (ESDC)
5. MOBIL OIL CANADA LTD (PROPONENT)
6. MULGRAVE INDUSTRIAL COMMISSION
7. MUNICIPALITY OF THE DISTRICT OF GUYSBOROUGH
8. OFFSHORE TRADE ASSOCIATION OF NOVA SCOTIA
9. SCHOOL AND HOSPITAL BOARD, GUYSBOROUGH
10. STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (SCIDA)
11. TOWN OF CANSO—INDUSTRIAL COMMISSION
12. VOLUNTARY ECONOMIC PLANNING—FISHERIES SECTOR—OIL AND GAS COMMITTEE

B. ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

1. ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA
2. ENVIRONNEMENT CANADA
3. PÊCHES ET OCÉANS CANADA
4. TRANSPORTS CANADA—GUARDE CÔTIÈRE CANADIENNE

C. PARTICULIERS

R. ADDISON (B.3)
S. AITKEN (A.5)
W. BARCHARD (B.2)
A. BILLARD (A.12)
D. BOLLIVAR (A.1)
W. BOWES (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION)
L. BRUNTON (A.9)
L. CHISHOLM
M. COOLEN (A.5)
R. COTE (B.2)
G. CROSS
H. CROSS
K. CURREN (B.4)
R. EDWARDS (B.1)
A. ENGLAND (A.6)
G. FADER (B.1)
W. FORD (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION)
F. FRASER (A.11)
L. GRATTAN (A.5)
E. HALLORAN

G. JAMIESON (A.7)
M. LEWIS (B.1)
T. LOCK (B.2)
Z. LUCAS (A.5)
K. MACDONALD (A.10)
F. MACINTOSH (A.8)
K. MANN (B.3)
C. MASON (B.3)
A. MCIVER (B.2)
I. MCLAREN (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION)
T. MILLAR (A.4)
H. MILLS (A.2)
K. MUELLER (A.3)
D. NAPIER (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION)
P. NEIMA (A.1)
H. NEU (B.3)
A. REDDICK
D. RILEY (B.3)
C. ROSS (A.5)
S. ROSS (A.5)
D. SCARRATT (B.3)
D. STALKER (B.3)
R. STRIGHT (B.4)
P. TSUI (A.5)
J. VANDERMEULEN (B.3)
D. VANDER ZWAAG
R. WHITE (A.11)
G. WILLIAMS (B.4)
R. WILSON (B.2)
M. WOOLDRIDGE (A.5)

2. MÉMOIRES ÉCRITS PRÉSENTÉS À LA COMMISSION AVANT, PENDANT ET APRÈS LES RÉUNIONS PUBLIQUES

A. GROUPES

1. ATLANTIC FISHING VESSELS ASSOCIATION (2)
2. CANADIAN NATURE FEDERATION (2)
3. CAPE BRETON DEVELOPMENT CORPORATION (1)
4. COMMUNITY PLANNING ASSOCIATION OF CANADA/NOVA SCOTIA DIVISION (1)
5. DALHOUSIE OCEAN STUDIES PROGRAMME (1)
6. EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION (2)
7. FISHERIES RESOURCES DEVELOPMENT LTD (2)
8. MAYORS AND WARDEN OF CAPE BRETON COUNTY (1)
9. MUNICIPALITY OF THE DISTRICT OF GUYSBOROUGH (1)
10. STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (2)
11. VOLUNTARY ECONOMIC PLANNING—FISHERIES SECTOR—OIL AND GAS COMMITTEE (1)
12. VOLUNTARY PLANNING (2)
13. WILDERNESS SOCIETY OF NEWFOUNDLAND (2)

B. ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

1. CANADA-NOVA SCOTIA FISHERIES ADVISORY COMMITTEE (1)
2. ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA (3)
3. ENVIRONNEMENT CANADA (2)
4. PÊCHES ET OCÉANS CANADA (2)
5. TRANSPORTS CANADA-GUARDE CÔTIÈRE CANADIENNE (2)

C. PARTICULIERS

W. BOWES (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION) (4)
G. AND H. CROSS (1)
A. D'ENTREMONT (1)
W. FORD (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION) (2)
J. LOTZ (1)
I. MCLAREN (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION) (5)
D. NAPIER (EXPERT TECHNIQUE DE LA COMMISSION) (3)
D. VANDER ZWAGG AND OLIVE FORD (1)

3. PRÉSENTATIONS ORALES À LA COMMISSION LORS DES RÉUNIONS PUBLIQUES

A. GROUPES

1. COMMUNITY AWARENESS FORUM
2. EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION
3. MOBIL OIL CANADA LTD (PROPONENT)
4. MULGRAVE INDUSTRIAL COMMISSION
5. OFFSHORE TRADE ASSOCIATION OF NOVA SCOTIA
6. SCHOOL AND HOSPITAL BOARD, GUYSBOROUGH
7. TOWN OF CANSO, INDUSTRIAL COMMISSION

B. PARTICULIERS

L. BRUNDON (A.6)
A. ENGLAND (A.3)
F. MACINTOSH (A.5)
T. MILLAR (A.2)
K. MUELLER (A.1)
A. REDDICK
R. WHITE (A.7)

PARTICIPANTS AUX SÉANCES D'INFORMATION PUBLIQUES

Les officiels de la Société Mobil Oil dont les noms suivent ont assisté aux six séances d'information:

S. AITKEN
H. BONES
M. COOLEN
W. OOSTENBRINK
C. ROSS
P. TSUI

SHEET HARBOUR

J. LEMAY—COMMUNITY PLANNING ASSOCIATION OF CANADA/NOVA SCOTIA DIVISION

T. MILLAR—EASTERN SHORE DEVELOPMENT COMMISSION

GUYSBOROUGH

S. CAMERON—MEMBER LEGISLATIVE ASSEMBLY
J. JOHNSON
K. MACDONALD—STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (SCIDA)
J. MACFARLANE
K. MUELLER—COMMUNITY AWARENESS FORUM
R. REID

SYDNEY

B. CLARK—GLACE BAY
H. DIPERSIO—CAPE BRETON INDUSTRIAL BOARD OF TRADE
B. GILLIS—DEVCO
J. GILLMAN—CAPE BRETON DEVELOPMENT CORPORATION
E. GRIMM
M. JOHNSTONE
J. KENNEDY—CITY OF SYDNEY
J. MACCORMACK—CITY OF SYDNEY
D. MACDONALD—TOWN OF NORTH SYDNEY
T. MACPHERSON
M. MAROUN—CAPE BRETON DEVELOPMENT CORPORATION
W. MCKEE
T. O'LEARY—NEW DAWN ENTERPRISES LTD
J. PEERS
F. RUDDERHAM—OFFSHORE TRADE ASSOCIATION OF NOVA SCOTIA
H. RYDER
I. SCHWARTZ
T. TEUWEN—CAPE BRETON NORTH SHORE TRADE
E. TIGHE—PLUMBERS AND PIPEFITTERS—LOCAL 682

PORT HAWKESBURY

D. ALEXANDER
C. CHAPMAN—COMMUNITY AWARENESS FORUM
A. CHISHOLM—TOWN OF PORT HAWKESBURY
J. CHISHOLM
L. EVANS—CAPE BRETON OFFSHORE TRADE ASSOCIATION
K. MACDONALD—STRAIT OF CANSO INDUSTRIAL DEVELOPMENT AUTHORITY (SCIDA)
H. MACFARLANE—GREATER MULGRAVE
H. MACINNIS—TOWN OF PORT HAWKESBURY
I. MACISAAC
J. MACKENZIE—MEMBER OF LEGISLATIVE ASSEMBLY
K. MUELLER—COMMUNITY AWARENESS FORUM
J. PEERS
J. PYKE—PORT HAWKESBURY INDUSTRIAL COMMISSION
J. RANKIN—COMMUNITY AWARENESS FORUM
A. SMITH
R. WAYE

HALIFAX

P. BARBER
D. BHATTACHARYA
M. BRADFIELD
L. CHRISTIANSEN
A. D'ENTREMONT
M. KERANS
M. MARSHALL
R. MCCALLA—ST MARY'S UNIVERSITY
T. MCDORMAN
H. MILLS—CANADIAN NATURE FEDERATION
W. POTTER—ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA
A. ROBERTS
A. RUFFMAN
L. RUTHERFORD
A. SINCLAIR
B. SMITH
D. VANDER ZWAAG
D. WALSH

BRIDGEWATER

M: HASSE—CHESTER
S. HOWER—SOUTH SHORE ENVIRONMENTAL PROTECTION ASSOCIATION
R. LOWE
M. MAYBEE
G. SEIBERT
G. TIDMARSH
K. WENTZELL—BRIDGEWATER DEVELOPMENT COMMISSION
W. ZIMMERMAN—SOUTH SHORE ENVIRONMENTAL PROTECTION ASSOCIATION

ANNEXE D

BIBLIOGRAPHIE

Initial Environmental Evaluation for Delineation Drilling in the Sable Island Area—Tomes I et II, 1980, préparé par MARTEC Limited pour Mobil Oil.

Directives pour la préparation de l'énoncé des incidences environnementales relativement à la production de gaz du plateau continental dans la région de l'île de Sable, janvier 1983, émises par la Commission d'évaluation environnementale de l'île de Sable.

Recueil de commentaires présentés à la Commission concernant le projet de directives pour la préparation d'un énoncé d'impact environnemental relativement à la production de gaz du plateau continental dans la région de l'île de Sable, janvier 1983, publié par la Commission d'évaluation environnementale de l'île de Sable (en anglais seulement).

Venture Development Project Environmental Impact Statement, février, 1983, soumis à la Commission d'évaluation de l'île de Sable par Mobil Oil Canada Ltd.

Tome I—Résumé (also available in English)
Tome II—Project description (en anglais seulement)
Tome III (a and b)—Biophysical assessment (en anglais seulement)
Tome IV—Socio-economic assessment (en anglais seulement)

Venture Development Project, Environmental Impact Statement, Addendum, mars, 1983, soumis à la Commission d'évaluation environnementale de l'île de Sable par Mobil Canada Ltd.

Documents à l'appui de l'Énoncé d'incidences environnementales (EIE):

—Onshore Facilities: Preliminary Site Selection, décembre 1982, préparé par O'Halloran Campbell Consultants Limited pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Mining and Mineral Claim Staking Activities and Artificial Seafloor Hazards with the Proposed Mobil Venture Pipeline Corridor, revisé février 1983, préparé par Geomarine Associates Ltd. pour Mobil Oil Canada Ltd., per Hardy Associates (1978) Ltd.

—Venture EIS: Aesthetic Environment: Summary, octobre 1982, préparé par CBCL Ltd. and G. Robert Parker Associates pour Mobil Oil Canada Ltd. per Hardy Associates (1978) Ltd.

—The Physical Fate of Drilling and Production Discharges in the Venture Field, octobre 1982, préparé par MacLaren Plansearch Ltd. pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Chemistry and Toxicity of the Venture Field Condensates, janvier 1983, préparé par Atlantic Oceanics Company Ltd. pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Behaviour and Fate of Gas and Condensate Spills, novembre 1982, préparé par S.L. Ross Environmental Research Limited pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Method Used in Assessing Environmental Impacts for Mobil's Venture EIS, mars 1983, préparé par Hardy Associates (1978) Ltd. pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Preliminary Assessment of Central Coastal Supply Base Locations, février 1983, préparé par O'Halloran Campbell Consultants Ltd. avec la coopération de Craig, O'Neil and Associates pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Regulatory Requirements Related to the Environmental and Engineering Aspects of the Mobil Venture Development, novembre 1982, préparé par Cleland, Dunsmuir Delta Consulting pour Mobil Oil Canada Ltd.

—Venture Sites—Background Report: Description of the Existing Environment—Land Use and Physical Infrastructure: Strait of Canso Impact Area, décembre 1982, préparé par Underwood McLelland Ltd. pour Mobil Oil Canada Ltd.

Lettre du 28 mars 1983 de M. Ruel (Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada) et de A. Crouse (Environnement Nouvelle-Écosse) à Mobil Oil identifiant certaines réserves concernant l'EIE (en anglais seulement).

Procès-verbaux des séances d'information publiques tenues en Nouvelle-Écosse du 30 avril, 1983 au 5 mai 1983, 6 tomes (en anglais seulement).

Lettre du 26 mai 1983, de la Société Mobil Oil Canada, à W.A. Coulter et G. Riverin, secrétaires de la Commission, donnant réponses à certaines questions qui furent soulevées lors des séances d'information publiques (en anglais seulement).

Recueil de commentaires reçus suite à l'examen technique de l'EIE sur le projet Venture, Tomes I et II, juin 1983, publié par la Commission d'évaluation environnementale de l'Île de Sable (en anglais seulement).

A study of the Potential Socio-economic Effects Upon the Nova Scotia Fishing Industry from Offshore Petroleum Development, avril 1983, préparé par NORDCO Ltd., par East Coast Petroleum Operators Association.

Lettre du 28 juin, 1983 de la Commission à la Société Mobil Oil réclamant plus d'information.

Venture Development Project Environmental Impact Statement Supplement, août 1983, soumis à la Commission d'évaluation environnementale de l'île de Sable, par la Société Mobil Oil Canada Ltd.

Mobil Venture Proposed Pipeline Route Isaac's Harbour to Melford, Nova Scotia—Series of Maps, soumises par Mobil Oil Canada Ltd., août 1983.

Toward a Fish Habitat Management Policy for the Department of Fisheries and Oceans—Discussion Paper, août 1983.

Draft Fishermen's Compensation Policy and Scheme, octobre 1983, préparé par the Fisheries Advisory Committee of the Eascoast Petroleum Operators Association, déposé lors des réunions publiques par Mobil Oil Canada Ltd.

Procès-verbaux des réunions publiques tenues à Guysborough, le 25 septembre, 1983, à Port Hawkesbury, le 26 septembre, 1983 et à Halifax, du 11 au 14 octobre, 1983, 6 tomes (en anglais seulement).

Recueil de mémoires présentés lors des réunions publiques (en anglais seulement).

Études socio-économiques à l'appui de l'EIE soumises à la Commission par Mobil Oil.

ANNEXE E

REMERCIEMENTS

La Commission tient à remercier tous ceux qui ont participé à cet examen et tout spécialement les personnes suivantes:

M. W. Coulter	Secrétaire de la commission
M. G. Riverin	Secrétaire de la commission
Mlle D. McCready	Agent d'information de la commission
M. J. Clarke	Membre du secrétariat de la commission
Mme C. Parent	